

# **Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze bei hoher Penetration von innerstädtischen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen**

Von der Fakultät  
für Maschinenbau, Elektrotechnik und Wirtschaftsingenieurwesen  
der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus  
zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktor-Ingenieurs  
genehmigte Dissertation

vorgelegt von  
**M.Sc. Shaoqing Ying**  
geboren am 05.10.1983 in Zhejiang, China

Vorsitzender:	Prof. Dr.-Ing. Gerhard Lappus
Gutachter:	Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz
Gutachter:	Prof. Dr.-Ing. Klaus Pfeiffer
Tag der mündlichen Prüfung:	25.10.2011

## **Vorwort**

Die vorliegende Arbeit entstand während meines Promotionsstudiums am Lehrstuhl Energieversorgung und Hochspannungstechnik der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. H. Schwarz für die Themenstellung, die umfangreichen Anregungen und wohlwollende Unterstützung bei der Durchführung dieser Arbeit.

Herrn Prof. Dr.-Ing. K. Pfeiffer danke ich für die freundliche Unterstützung und wertvollen Ratschläge sehr herzlich.

Weiterhin bedanke ich mich bei Herrn Prof. Dr.-Ing. G. Lappus für den Vorsitz des Promotionsausschusses.

Allen Mitarbeitern des Lehrstuhls, die mich bei der Durchführung der Arbeit unterstützt haben, danke ich für die gute Zusammenarbeit, die vielen fruchtbaren Gespräche und die engagierten Diskussionen, die mir eine wichtige Hilfe waren.

Ferner bedanke ich mich bei meinen Eltern, die mich immer ermutigt und ständig unterstützt haben.

Shaoqing Ying

Cottbus, im Juni 2011

# Inhaltsverzeichnis

Vorwort .....	I
<b>1. Einleitung .....</b>	<b>1</b>
1.1 Motivation der Arbeit .....	1
1.2 Aufgabenstellung .....	3
1.3 Vorliegende Untersuchungen .....	5
<b>2. Potenzialanalyse innerstädtischer Photovoltaiknutzung .....</b>	<b>6</b>
2.1 Ermittlung des nutzbaren Dachflächenpotenzials .....	6
2.1.1 Ermittlung der erforderlichen Dachparameter .....	6
2.1.2 Einfluss der Dachausrichtung und Dachneigung .....	8
2.1.3 Potenzialermittlung für Cottbus .....	9
2.2 Bestimmung der photovoltaischen Summeneinspeiseleistung .....	13
2.3 Zeitliche Abschätzung der realisierbaren Potenziale .....	17
2.4 Zwischenfazit .....	18
<b>3. Entwicklungsszenarien der Elektromobilität .....</b>	<b>19</b>
3.1 Entwicklung der Elektrofahrzeugtechnik .....	19
3.1.1 Technische Komponenten von Elektrofahrzeugen .....	19
3.1.2 Entwicklung der Batteriesysteme .....	21
3.2 Relevante technische Fahrzeugparameter .....	24
3.3 Mögliche Marktdurchdringung .....	26
<b>4. Analyse und Modellbildung .....</b>	<b>29</b>
4.1 Modellierung der Niederspannungsnetze .....	29
4.1.1 Netzstruktur .....	30
4.1.2 Betriebsmittel .....	32
4.1.3 Kenngrößen von Netzstruktur und Betriebsmitteln .....	34

4.2	Modellierung der Lastgänge .....	39
4.2.1	Standardlastprofil zur Analyse der Lastgänge .....	39
4.2.2	Lastgänge von Elektrofahrzeugen .....	44
4.3	Modellierung der Photovoltaikeinspeisung .....	51
4.3.1	Globalstrahlung .....	51
4.3.2	Modellstruktur von Photovoltaikanlagen .....	52
4.3.3	Blindleistungsbereitstellung von Photovoltaikanlagen .....	53
4.3.4	Dachpotenzial einer einzelnen Wohneinheit .....	55
<b>5.</b>	<b>Verfahren zur Ermittlung der Auswirkungen auf das Netz .....</b>	<b>57</b>
5.1	Anforderungen an dezentrale Einspeisungen .....	57
5.1.1	Belastbarkeit der Betriebsmittel .....	57
5.1.2	Einhaltung des Spannungsbandes .....	60
5.2	Aufbau des Berechnungsverfahrens .....	61
5.3	Simulation in ELEKTRA .....	63
<b>6.</b>	<b>Anwendung des Verfahrens bei Referenznetzen .....</b>	<b>65</b>
6.1	Simulation in Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen .....	65
6.2	Simulation in Mehrfamilienhaussiedlungen .....	74
<b>7.</b>	<b>Einsatz von Speichern zur verbesserten Netzintegration der Photovoltaikanlagen .....</b>	<b>77</b>
7.1	Ermittlung des Einspeiseprofiles .....	79
7.2	Anwendungsbeispiel .....	82
<b>8.</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>85</b>
<b>9.</b>	<b>Anhänge .....</b>	<b>88</b>
<b>10.</b>	<b>Verzeichnis der verwendeten Formelzeichen .....</b>	<b>94</b>
<b>11.</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>96</b>

# 1. Einleitung

## 1.1 Motivation der Arbeit

Im Verlauf der letzten 30 Jahren ist zunehmend ein großes Thema in den Fokus der Öffentlichkeit gerückt – der Klimawandel. Durch die Emissionen aus den konventionellen fossilen Kraftwerken und der steigenden Anzahl von Verbrennungsfahrzeugen scheint ein dramatischer Klimawandel bevorzustehen. Die Klimawissenschaftler halten den wahrscheinlichen Temperaturanstieg weltweit in diesem Jahrhundert von 2,4°C bis zu 6,4°C für möglich [1.1].

Die möglichen Lösungen bieten zum einen die regenerativen Einspeiser, welche die elektrische Energie dezentral verteilt in die Mittel- oder Niederspannungsnetze einspeisen und weiter zu unterschiedlichen Verbrauchergruppen transportieren können. Mit den technischen Fortschritten bietet sich inzwischen die Möglichkeit, einen Großteil des Energiebedarfs in Zukunft aus den regenerativen Quellen abzudecken. Nach einem Leitszenario vom BMU [1.2] beläuft sich der Anteil der erneuerbaren Energien in 2020 auf 20% und in 2050 auf 54% der Endenergie in Deutschland. Im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) haben die erneuerbaren Energien in Deutschland Vorrang vor der konventionellen Erzeugung und werden speziell vergütet [1.3].

Bei der Nutzung der Solarenergie, vor allem bei der direkten Verstromung von Solarstrahlung in Photovoltaikanlagen, besteht jedoch noch ein enormes Potenzial. Die installierte Photovoltaikleistung in Deutschland stieg im Verlauf der letzten 10 Jahren so schnell, dass in 2010 12 TWh elektrische Energien aus Photovoltaikanlagen erzeugt wurden. Dies entspricht 2% des deutschen Bruttostromverbrauchs von 603 TWh in 2010 (Abb.1.1) [1.4].

Hält dieser Trend an, ist mit einem massiven Aufkommen von Photovoltaikanlagen in der Zukunft zu rechnen, deren Großteil innerstädtische Kleinanlagen im Privatbesitz sind und überwiegend in den Niederspannungsnetzen verteilt angeschlossen werden. Nach einer Analyse der Vergangenheitsdaten bis 2009 machen die Dachanlagen am Gesamtbestand der installierten Photovoltaikleistung in Deutschland einen Anteil von 89% aus [1.5].

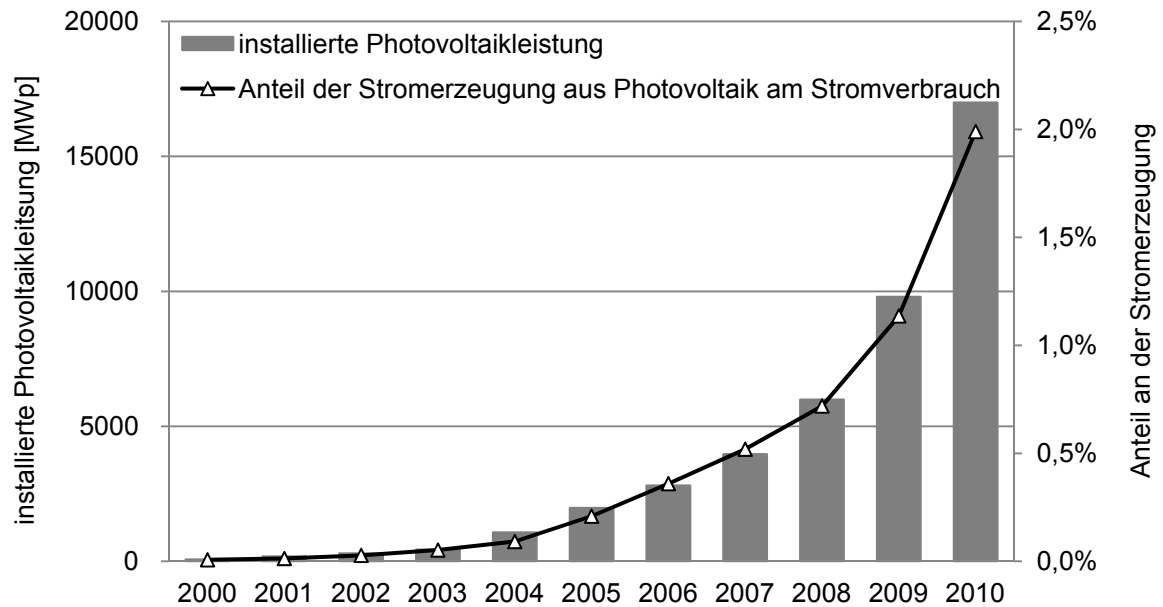


Abb.1.1: Jährliche installierte Photovoltaikleistung und der Anteil der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen am Stromverbrauch in Deutschland [1.4]

Zum anderen bieten die Elektrofahrzeuge auch eine mögliche Lösung zur Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern und damit zu Einsparungen beim CO<sub>2</sub>-Ausstoß, der im direkten Zusammenhang mit dem Klimawandel steht. Die Bundesregierung strebt an, den Anteil von Elektrofahrzeugen bundesweit bis zum Jahr 2020 auf 1 Million Fahrzeuge zu erhöhen [1.6].

Die Integration der Elektrofahrzeuge steht zunehmend im Mittelpunkt der deutschen und europäischen Politik. Die Verbreitung der Elektrofahrzeuge hängt stark von der Entwicklung der Batterietechnik (Kapazität, Energiedichte und Leistungsdichte) ab [1.7]. In den vergangenen Jahrzehnten wurden viele Batteriesysteme, z.B. Bleibatterien und NiMH-Batterien, bereits marktreif entwickelt. Gegenwärtig befinden sich noch weitere Batterietechnologien in der Entwicklung und haben ein enormes Potenzial im technischen und wirtschaftlichen Bereich. Die Lithium-Ionen-Batterie erfüllt die Anforderungen für Elektrofahrzeuge gegenüber anderen Batteriesystemen exzellent. Der ausgeprägte Gewichtsvorteil macht diese Hochleistungsbatterie zu einer interessanten Alternative für zukünftige Energiespeicher in Fahrzeugen mit besonders hohem elektrischem Energiebedarf [1.8].

Durch die ständigen Fortschritte auf dem Gebiet von sowohl der Photovoltaik- als auch der Batterietechnologie, ist mit einer weiterhin zunehmenden Verbreitung von Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen in den Städten zu rechnen. Allerdings wurde die heutige Netzstruktur nach den Anforderungen der konventionellen zentralen Elektroenergieversorgung entwickelt und nicht für die dezentralen Einspeisungen und die Belastungen durch Elektrofahrzeuge in den Niederspannungsnetzen dimensioniert. Vor diesem Hintergrund wird diese Versorgungsinfrastruktur bei zukünftiger hoher Penetration innerstädtischer Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeuge mehr und mehr belastet und ggf. überlastet.

Es muss demzufolge detailliert untersucht werden, ob Netzüberlastungen bzw. Probleme bei der Spannungshaltung in existierenden Netzen durch die mögliche Rückspeisung von Photovoltaikanlagen oder die zusätzliche Belastung durch Elektrofahrzeuge auftreten können, wodurch sich die Notwendigkeit für einen entsprechenden Netzausbau ergibt.

## **1.2 Aufgabenstellung**

Die Photovoltaikeinspeisung der innerstädtischen Dachanlagen und das Aufladen der Elektrofahrzeuge erfolgen fast ausschließlich in den Niederspannungsnetzen. In dieser Arbeit soll ermittelt werden, inwieweit derzeitige Niederspannungsnetze für dezentrale Einspeisungen sowie Belastungen durch Elektrofahrzeuge aufnahmefähig sind, und wie die Netzintegration verbessert werden kann.

Zu diesem Zweck wird zunächst eine Untersuchung durchgeführt, um die theoretisch installierbare Photovoltaikleistung auf geeigneten Dächern in den Mittelgroßstädten am Beispiel der Stadt Cottbus mit ca. 100.000 Einwohnern zu ermitteln. Dazu wird eine digitale Stadtkarte mit ausführlichen Gebäudedaten zugrunde gelegt, die freundlicherweise von der Stadtverwaltung Cottbus zur Verfügung gestellt wurde. Diese Untersuchung beinhaltet:

- Ermittlung der Dachparameter,
- Analyse des Einflusses der Dachneigung und Dachausrichtung auf den Energieertrag,
- Potenzialermittlung zur Installation von Photovoltaikanlagen,
- zeitliche Abschätzung zur Realisierung der prognostizierten Potenziale.

Auf Basis der theoretisch installierbaren Photovoltaikleistung wird nachfolgend die zeitliche photovoltaische Summeneinspeiseleistung mit Hilfe der Messwerte der Globalstrahlung in

Cottbus ermittelt. Überschreitet die erzeugte Leistung die aktuelle Verbraucherlast, treten Rückspeisungen der überschüssigen Photovoltaikleistung in die überlagerte Netzebene auf. Dies kann zur Verletzung des Spannungsniveaus im Netz und damit zum Netzausbau führen.

Die möglichen Entwicklungsszenarien beim Einsatz der Elektrofahrzeuge werden auch abgeschätzt. Die Entwicklung der Fahrzeugtechnik und die zur Verfügung stehenden relevanten Fahrzeugparameter (z.B. Batteriekapazität, Ladedauer) werden zur Simulation der Netzintegration von Elektrofahrzeugen recherchiert.

Da in den realen Niederspannungsnetzen sehr viele Einflussparameter (z.B. angeschlossene Anzahl der Einspeiser und der Verbraucher, Länge und Querschnitt der Leitungstypen) auftreten, die in ihren Werten umfangreich variieren können, wird in dieser Arbeit eine einfache, anwendungsfähige Simulation durchgeführt. Damit sind folgende Punkte zu behandeln, um möglichst repräsentative Modellierungen zu ermöglichen:

- Klassifizierung von Niederspannungsnetzen,
- Bestimmung des Aufbaus und der Besonderheiten der unterschiedlichen Netzgebiete zur Entwicklung von Referenznetzen,
- Berechnung der Belastbarkeit von Niederspannungsnetzen bezüglich der Belastung von Betriebsmitteln und der Spannungshaltung,
- Ermittlung der Kennwerte des Kraftfahrzeugeinsatzes (z.B. Verkehrsteilnahme, -fahrleistung) zur Entwicklung der potenziellen Lastprofile von Elektrofahrzeugen,
- Modellbildung der Niederspannungsnetzgebiete, der Photovoltaikeinspeisung, der Verbraucherlast und der Lastüberlagerung von Elektrofahrzeugen,
- Simulationsrechnungen mit den entwickelten Referenznetzen,
- Ermittlung der Aufnahmefähigkeit der Netze für die Integration von Photovoltaikanlagen,
- Maßnahmen (z.B. Blindleistungsbereitstellung) zur verbesserten Ausnutzung der Niederspannungsnetze,
- Einsatz von Speichern zur verbesserten Netzintegration der Photovoltaikanlagen.

Die Simulationen in Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen und Mehrfamilienhaussiedlungen werden in der Netzberechnungssoftware ELEKTRA durchgeführt, wobei eine dynamische Simulation mit Ganglinien für einen Jahreszeitraum möglich ist.



### 1.3 Vorliegende Untersuchungen

Seit der schnelleren Verbreitung von Photovoltaikanlagen in den 90er Jahren sind international immer mehr Untersuchungen zu den Auswirkungen verteilter Photovoltaikeinspeisung auf die konventionelle Energieversorgung durchgeführt worden. Die Fragestellungen konzentrieren sich hauptsächlich auf die Aufnahmefähigkeit der existierenden Netze für Photovoltaikanlagen [1.9, 1.10] und die Rückwirkungen der Leistungsfluktuationen auf die Netze [1.11]. In [1.11] wurden umfangreiche Erfahrungen der Netzintegration von Photovoltaikanlagen aus realen Projekten in den Niederlanden, in Deutschland und Frankreich gesammelt. Die Untersuchungen beinhalteten die Betrachtungen von fluktuierenden Photovoltaikleistungen und Oberschwingungen aus Wechselrichtern. Zur Glättung der Fluktuationen wurde in [1.12] die Netzintegration der Photovoltaikanlagen mittels Energiespeicher simuliert.

Untersuchungen zum Einsatz von Elektrofahrzeugen liegen derzeit vergleichsweise in geringer Anzahl vor. Dabei wurden zumeist Fragestellungen der zukünftigen Infrastruktur von Elektrofahrzeugen bezüglich der Batterietechnik betrachtet. Die technischen Aspekte und die Netzintegration von Elektrofahrzeugen wurden in einer VDE-Studie untersucht [1.13].

Im Rahmen dieser Arbeit wird die Netzintegration unter Annahme einer hohen Penetration von innerstädtischen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen gemeinsam betrachtet. Eine systematische Analyse von Niederspannungsnetzen für diesen Fall liegt bislang nicht vor.

## 2. Potenzialanalyse innerstädtischer Photovoltaiknutzung

In diesem Kapitel werden die theoretisch installierbare Photovoltaikleistung auf geeigneten Dächern und die daraus resultierende dynamische Summeneinspeiseleistung am Beispiel der Stadt Cottbus mit 100.000 Einwohnern ermittelt. Dazu ist die genaue Kenntnis der Dachparameter wie Dachform, Dachausrichtung und Dachneigung erforderlich. Diese Faktoren bestimmen, wie geeignet ein Dach für die Gewinnung von Solarstrom ist.

Nach einer Untersuchung der Europäischen Kommission wohnt ca. 80% der europäischen Bevölkerung in Städten. In mittleren Großstädten mit 50.000-250.000 Einwohnern wohnen dabei 20% und in kleineren Städten mit 10.000-50.000 Einwohnern etwa 40% der europäischen Bevölkerung [2.1]. Die Ergebnisse des nutzbaren Dachflächenpotenzials von Cottbus, einer mittleren Großstadt mit ca. 100.000 Einwohnern, sind daher sehr repräsentativ und im Nachgang auf Städte im Bereich von 10.000-250.000 Einwohnern über Aufskalierung übertragbar.

### 2.1 Ermittlung des nutzbaren Dachflächenpotenzials

#### 2.1.1 Ermittlung der erforderlichen Dachparameter

Um die für eine Bebauung mit Photovoltaikanlagen geeigneten Dachflächen zu ermitteln, müssen für alle Gebäude die Dachfläche, die Neigung des Dachs und die Ausrichtung zur Sonne bestimmt werden. Eine digitale 2D-Stadtkarte [2.2] wurde von der Stadtverwaltung Cottbus zur Verfügung gestellt und diente als Datengrundlage zur Ermittlung der Dachparameter. In der Karte sind die digitalen topographischen Gebäudedaten bezüglich Dachform, Gebädefunktion, Gebäudegrundfläche und Gebäudehöhe für ca. 45.000 Gebäude in Cottbus enthalten.

Die Dachausrichtung wird mit  $\gamma$  (siehe Abb. 2.1) bezeichnet und wurde durch Vermessung gradgenau aus der Karte ermittelt. Generell ist in Deutschland eine Ausrichtung der Photovoltaikanlagen nach Süden ( $\gamma=0^\circ$ ) optimal. Dabei sind die Abweichungen nach Westen (Südwest) durch  $\gamma>0^\circ$  und nach Osten (Südost) durch  $\gamma<0^\circ$  gekennzeichnet.

Die Dachneigungen konnten der zur Verfügung stehenden Stadtkarte nicht entnommen werden. Für Wohngebäude liegen übliche Neigungen von Satteldächern bei  $20^\circ$  bis  $50^\circ$  [1.9]. Für die Analyse wurde eine durchschnittliche Neigung von  $35^\circ$  für alle geeigneten Dächer angenommen.

In Abb. 2.1 ist eine beispielhafte Darstellung der 2D-Stadtkarte mit Gebäudedaten und der entsprechenden Vogelperspektive für eine Wohnsiedlung im Süden von Cottbus dargestellt. In der Praxis existieren zahlreiche Dachformen, vom Satteldach oder Walmdach bis hin zu einem Flachdach oder Mansardendach. Zur Veranschaulichung werden verschiedene Dachformen in Abb. 2.1 mit vorgestellt. Weiterhin wurden die Gebäude nach der Gebäudefunktion (Wohnen, Gewerbe) klassifiziert.

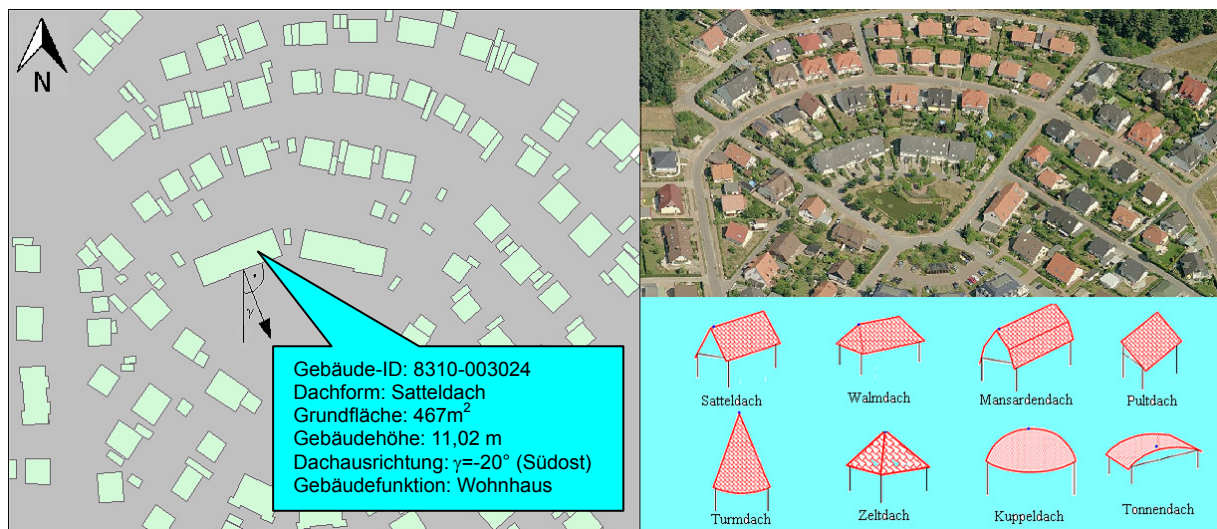


Abb. 2.1: Beispielhafte Darstellung einer 2D-Stadtkarte und der entsprechenden Vogelperspektive für eine Wohnsiedlung sowie Beschreibung der Dachformen

Darüber hinaus muss zudem berücksichtigt werden, ob Teile des Dachs zeitweise abgeschattet werden, z.B. durch hohe Bäume oder benachbarte Gebäude. Dies kann durch eine Vogelperspektive mit einer  $360^\circ$  Panoramaaufnahme mit Hilfe der online verfügbaren Software Bing Map grob ermittelt werden.

Basierend auf den oben ermittelten Dachparametern wurde eine Datenbank für ca. 45.000 Gebäude erstellt. Die Gebäude mit den Dächern, die aufgrund von Verschattungen nicht für die Photovoltaiknutzung geeignet sind, werden nicht in der Datenbank aufgelistet. Die Dachparameter aller weiteren Gebäude werden zusammengefasst und zur Ermittlung der gesamten installierbaren Photovoltaikleistung ausgewertet. In Anhang 1 ist ein Ausschnitt der Datenbank dargestellt.

## 2.1.2 Einfluss der Dachausrichtung und Dachneigung

Dachausrichtung und Dachneigung sind zwei wesentliche Faktoren, die den Energieertrag der Photovoltaikanlagen beeinflussen. Das ideale Dach in Deutschland hat eine südliche Orientierung und eine Neigung von  $30^\circ$  bis  $35^\circ$  [2.3]. Weichen Dächer von diesen Idealbedingungen ab, sind die Erträge der Solaranlage geringer. Daher muss der genaue Einfluss der Dachausrichtung und Dachneigung auf den Energieertrag ermittelt werden.

Dazu wird die Software PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) verwendet, die von der Europäischen Kommission zur Verfügung gestellt wird [2.4]. Die Datenbasis beruht auf europaweiten Messungen der Sonneneinstrahlung. Es kann damit die Einstrahlung in die Ebene mit beliebiger Ausrichtung und Neigung generiert werden. Im ersten Schritt zoomt die Karte auf den zu ermittelnden Standort mit exakten geographischen Koordinaten. Werden die Dachneigung, die Dachausrichtung, die installierte Photovoltaikleistung und die geschätzte Systemverluste eingegeben, lässt sich der durchschnittliche Jahresenergieertrag für den ausgewählten Standort berechnen.

Die ermittelten Energieerträge für beliebige Dachneigungen und Dachausrichtungen wurden mit dem optimalen Fall verglichen. Die Verhältnisse sind in Abb. 2.2 anschaulich ablesbar. Damit zeigt sich der Einfluss von Dachausrichtung und Dachneigung auf die Einstrahlung deutlich. Die in Abbildung dargestellten Energieerträge stellen Klassen dar, deren Wert immer auf die obere Grenze des Wertbereiches bezogen wurde.

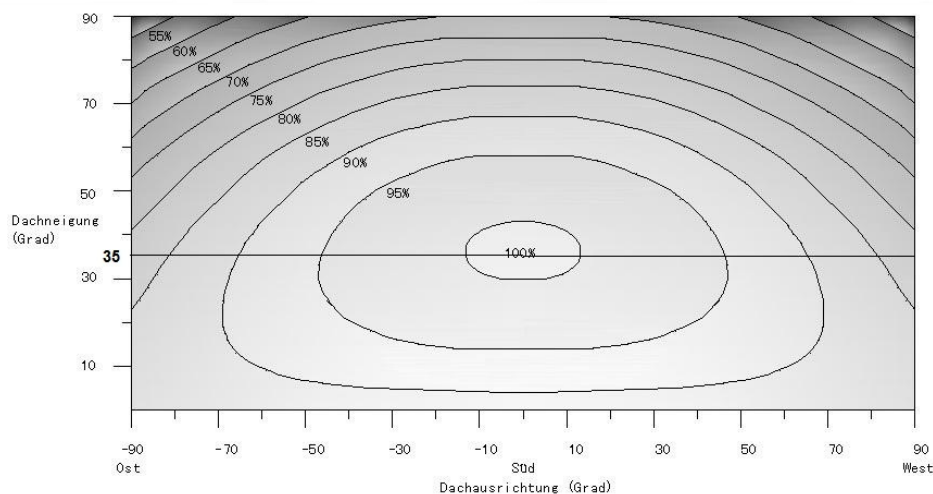


Abb. 2.2: Einfluss der Dachausrichtung und Dachneigung auf den Energieertrag von Photovoltaikanlagen in Cottbus (eigene Darstellung nach PVGIS)

Wie in Abb. 2.2 dargestellt, erreichen die Energieerträge der nach West oder Ost orientierten Photovoltaikanlagen im Vergleich zum optimalen Fall noch mehr als 75%, wenn sich die Dächer in der Regel zwischen 20° und 50° Neigung bewegen. Aus diesem Grund werden die Dächer mit Ausrichtungen im Bereich von  $\gamma = -90^\circ$  (Ost) bis  $\gamma = 90^\circ$  (West) als zur Bebauungen mit Photovoltaikanlagen geeignete Dächer betrachtet.

Unter Annahme einer durchschnittlichen Dachneigung von 35° kann der Energieertrag entsprechend Abb. 2.2 in Tab. 2.1 kategorisiert werden. Die Dächer mit einem Energieertrag über 90% wurden als sehr geeignete Dächer für die Bebauung mit Photovoltaikanlagen eingestuft.

Annahme: Dachneigung 35°		
	Dachausrichtung $\gamma$	Energieertrag
sehr geeignet	0° bis $\pm 45^\circ$	>95%
	$\pm 46^\circ$ bis $\pm 65^\circ$	(90-95)%
geeignet	$\pm 66^\circ$ bis $\pm 80^\circ$	(85-89)%
	$\pm 81^\circ$ bis $\pm 90^\circ$	(80-84)%

Tab. 2.1: Kategorien des Energieertrags nach der Dachausrichtung unter Annahme der Dachneigung von 35°

Es zeigt sich, dass die Energieerträge von Dächern mit einer Abweichung von 0° bis zu  $\pm 45^\circ$  von Südausrichtung immer noch bis zu 95% des maximalen Energieertrags erreichen. Die Dachausrichtung hat demnach in diesem Bereich nur einen geringen Einfluss. Sogar wenn die Dächer mit einer Abweichung von  $\pm 90^\circ$  ausgerichtet werden, erreichen die Energieerträge noch mehr als 80%. Die Abweichung von der optimalen Ausrichtung kann in der Praxis in weiten Bereichen toleriert werden.

### 2.1.3 Potenzialermittlung für Cottbus

Neben der Vereinfachung auf eine durchschnittliche Dachneigung von 35° werden noch die Walmdächer und Mansardendächer den Satteldächern zugeordnet. Dachformen wie Tonnendächer, Kuppeldächer und Turmdächer gelten derzeit als ungeeignet für Photovoltaikinstallationen. Diese Annahmen ermöglichen einen einfacheren rechnerischen Zugang zur Ermittlung der installierbaren Photovoltaikleistung.

Mit Hilfe der 2D-Stadtkarte wurden die Gebäudegrundflächen  $A_{GRF}$  (projizierte Fläche) ermittelt. Durch die gegensätzliche Ausrichtung der zwei Flächen eines geneigten Daches kann nur eine der Teilflächen genutzt werden. Unter Berücksichtigung von Dacheinbauten wie Dachrker und Schornsteinen beträgt die installierbare Modulfläche  $A_{PV,G}$  auf geneigten Dächern nur ca. 50% der Grundfläche  $A_{GRF}$ . Bei Dächern mit Ost-West-Orientierung ( $\gamma=\pm 90^\circ$ ) wird vorausgesetzt, dass beide Teilflächen mit Photovoltaikmodulen gedeckt werden.

$$A_{PV,G} = \begin{cases} A_{GRF} \cdot 50\% & \text{bei } -90^\circ < \gamma < 90^\circ \\ A_{GRF} & \text{bei } \gamma = +90^\circ \text{ oder } \gamma = -90^\circ \end{cases} \quad (2.1)$$

Auf den Flachdächern werden die Photovoltaikanlagen mit einem Anstellwinkel von  $35^\circ$  nach Süden zur Nutzung der Sonnenenergie ausgerichtet. Zur Vermeidung der gegenseitigen Verschattung muss zwischen den Modulreihen ein Abstand eingehalten werden, wodurch die installierbare Modulfläche  $A_{PV,F}$  auf Flachdächern in Relation zur Dachfläche 40% beträgt.

$$A_{PV,F} = A_{GRF} \cdot 40\% \quad (2.2)$$

Unter Berücksichtigung der zukünftigen Anteile von kristallinen Solarmodulen mit einem Wirkungsgrad von (11-17)% und Dünnschichtsolarmodulen mit (5-12)% [2.5, 2.6] in einer Stadt wird ein Mittelwert von 12% den Berechnungen zugrunde gelegt. Dies entspricht einer Modulfläche von  $8,33 \text{ m}^2/\text{kW}_p$ .

Im Allgemeinen ist der wirtschaftliche Betrieb einer Photovoltaikanlage mit einer kleinen Photovoltaikleistung erfahrungsmäßig ungünstig. In dieser Arbeit wird eine Mindestleistung von  $2,4 \text{ kW}_p$  vorausgesetzt. Wird der Wirkungsgrad des Solarmoduls von 12% angenommen, müssen demzufolge Flachdächer eine Mindestfläche von  $50 \text{ m}^2$  und geneigte Dächer eine Mindestfläche von  $40 \text{ m}^2$  aufweisen.

Die installierbare Photovoltaikleistung lässt sich für geneigte Dächer ( $P_{G,inst.}$ ) und Flachdächer ( $P_{F,inst.}$ ) wie folgt getrennt berechnen.

$$P_{G,inst.} = \begin{cases} \frac{50\% \cdot \sum_{k=1}^n (A_{GRF,k} \text{ mit } A_{GRF} \geq 40 \text{ m}^2)}{8,33 \text{ m}^2/\text{kW}_p} & \text{bei } -90^\circ < \gamma < 90^\circ \\ \frac{\sum_{k=1}^n (A_{GRF,k} \text{ mit } A_{GRF} \geq 40 \text{ m}^2)}{8,33 \text{ m}^2/\text{kW}_p} & \text{bei } \gamma = +90^\circ \text{ oder } \gamma = -90^\circ \end{cases} \quad (2.3)$$

$$P_{F,inst.} = \frac{40\% \cdot \sum_{k=1}^n (A_{GRF,k} \text{ mit } A_{GRF} \geq 50 \text{ m}^2)}{8,33 \text{ m}^2/\text{kW}_p} \quad (2.4)$$

Die Ergebnisse sind in Tab. 2.2 dargestellt. Das Potenzial zur Solarnutzung ist groß. Insgesamt können in Cottbus ca. 253 MW<sub>p</sub> Photovoltaikleistung installiert werden. Dies entspricht einer Bebauung von ca. 30% der innerstädtisch vorhandenen Dachflächen in Cottbus. Davon sind etwa 80% der Dachflächen mit einem Energieertrag von über 90%. Fast die Hälfte der nutzbaren Dachflächen befindet sich auf Flachdächern mit einem Energieertrag von 100%.

Dachform	Energieertrag	Installierbare PV-Modulfläche [m <sup>2</sup> ]	Installierbare PV-Leistung [MW <sub>p</sub> ]
Geneigte Dächer	>95%	545.467	65,4
	(90-95)%	122.909	14,7
	(85-89)%	174.610	21,0
	(80-84)%	234.082	28,1
Flachdächer	100%	1.032.033	123,8
<b>Gesamt</b>		<b>2.109.100</b>	<b>253,1</b>

Tab. 2.2: Prognose der installierbaren Photovoltaikmodulfläche und -leistung in Cottbus

Im Allgemeinen befinden sich die Dachflächen entweder auf privaten Wohngebäuden oder auf öffentlichen und gewerblichen Gebäuden. Aufgrund der unterschiedlichen Laststrukturen und Netzstrukturen von Netzgebieten ergeben sich unterschiedliche Netzauswirkungen. Mit den Angaben von Gebäudefunktionen in der 2D-Stadtkarte wird zudem die Verteilung der gesamten installierbaren Photovoltaikleistung auf den Gebäudedächern mit unterschiedlichen Funktionen ermittelt (siehe Abb. 2.3).

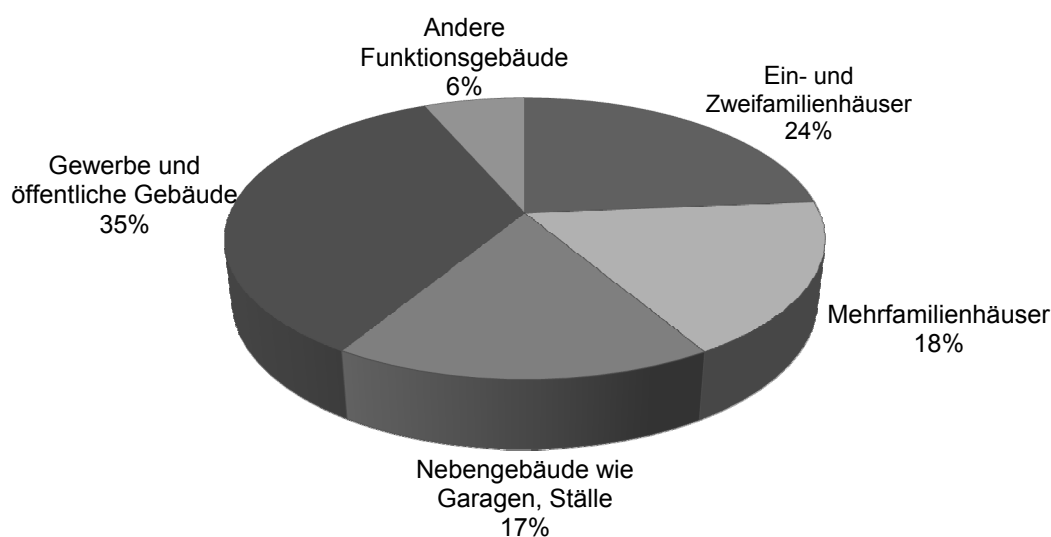


Abb. 2.3: Verteilung der installierbaren Photovoltaikleistung auf Gebäudetypen in Cottbus

Siedlungen mit Ein- und Zweifamilienhäusern liegen oft im städtischen Randbereich. Die Gebäude sind individuell und haben üblicherweise keine Gleichausrichtung der Dachflächen. Mehrfamilienhaussiedlungen mit Zeilenbebauung, Reihenbebauung und Blockbebauung befinden sich oft im Vorstadtbereich oder Stadtkern [2.7]. Die Nebengebäude wie Garagen oder Lagerhallen bieten auch große Dachflächen für Solaranlagen an. Diese drei Gebäudearten (gemeinsam ca. 60%) werden dem Bereich der privaten Wohngebäude zugeordnet.

Zu öffentlichen und gewerblichen Gebäuden gehören unter anderem Büros, Schulen, Krankenhäuser, Geschäfte, Industrie- und Handwerksbetriebe. Größere Betriebe haben in der Regel eigene Transformatoren mit Anschluss an das Mittelspannungsnetz. Das Niederspannungsnetz versorgt im Allgemeinen nur die kleineren Betriebe [2.8]. Die zu erwartende Last und die verfügbare Dachfläche sind stark von der Art und Größe der Betriebe abhängig.

Für die Simulation der Netzauswirkungen bei hoher innerstädtischen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen werden nur die Wohnsiedlungen betrachtet, da sich die Wohnsiedlungen besonders für den Einsatz von dezentraler Photovoltaikanlagen eignen und die Elektrofahrzeuge im Niederspannungsnetz üblicherweise bei Haushaltskunden aufgeladen werden. Des Weiteren wird in diesen Gebieten zuerst eine wirtschaftliche Gegenüberstellung für Netzausbau zu erwarten sein. Ein Standardlastprofil steht sehr repräsentativ für die Modellierung der Haushaltslast zur Verfügung.



## 2.2 Bestimmung der photovoltaischen Summeneinspeiseleistung

Basierend auf der in Abschnitt 2.1 ermittelten installierbaren Photovoltaikleistung wird nunmehr die potenzielle Photovoltaikeinspeiseleistung für Cottbus ermittelt. Dabei wird die in Cottbus gemessene Globalstrahlung auf die horizontale Fläche  $E_{\text{hor}}$ , bestehend aus der direkten Bestrahlung  $E_{\text{dir.hor}}$  und der diffusen Bestrahlung  $E_{\text{diff.hor}}$ , mit einer zeitlichen Auflösung von 15 min zugrunde gelegt. Die Globalstrahlung wurde in 2008 am Campus der BTU Cottbus gemessen [2.9].

Die Einstrahlung auf den geneigten Flächen  $E_{\text{gen}}$  für beliebige Dachneigung und Dachausrichtung lässt sich aus der Globalstrahlung auf der Horizontalen  $E_{\text{hor}}$  berechnen. Sie setzt sich aus der direkten Strahlung  $E_{\text{dir.gen}}$ , der diffusen Strahlung  $E_{\text{diff.gen}}$  und der Bodenreflexion  $E_{\text{refl.gen}}$  zusammen.

$$E_{\text{gen}} = E_{\text{dir.gen}} + E_{\text{diff.gen}} + E_{\text{refl.gen}} \quad (2.5)$$

$E_{\text{gen}}$	Einstrahlung auf die geneigte Fläche
$E_{\text{dir.gen}}$	direkte Einstrahlung auf die geneigte Fläche
$E_{\text{diff.gen}}$	diffuse Einstrahlung auf die geneigte Fläche
$E_{\text{refl.gen}}$	Bodenreflexion

Die direkte Strahlung auf die geneigte Fläche lässt sich aus dem Einfallswinkel des Sonnenlichtes auf die Fläche  $\theta_{\text{gen}}$  und dem Sonnenhöhenwinkel  $\gamma_s$  berechnen [2.10]:

$$E_{\text{dir.gen}} = E_{\text{dir.hor}} \cdot \frac{\cos \theta_{\text{gen}}}{\sin \gamma_s} \quad (2.6)$$

$E_{\text{dir.hor}}$	direkte Globalstrahlung auf die horizontale Fläche
$\theta_{\text{gen}}$	Einfallswinkel der Solarstrahlung
$\gamma_s$	Sonnenhöhenwinkel

Der Einfallswinkel  $\theta_{\text{gen}}$  und der Höhenwinkel  $\gamma_s$  der Solarstrahlung werden durch den Sonnenstand bestimmt. Der Einfallswinkel berechnet sich mit

$$\theta_{\text{gen}} = \arccos(-\cos \gamma_s \cdot \sin \gamma_E \cdot \cos(\alpha_s - \alpha_E) + \sin \gamma_s \cdot \cos \gamma_E) \quad (2.7)$$

$\gamma_E$	Neigung der Fläche
$\alpha_E$	Sonnenazimut

Die Winkel sind in Abb. 2.4 definiert [2.10].

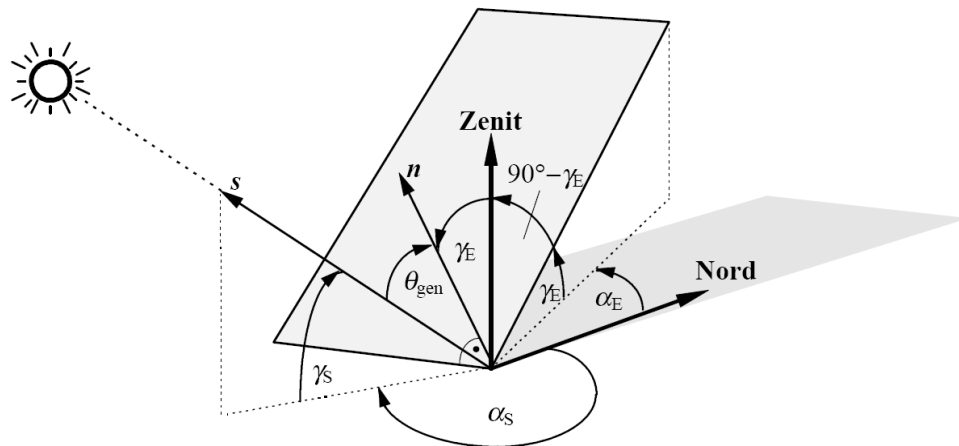


Abb. 2.4: Definitionen der Sonneneinfallswinkel und der Höhenwinkel [2.10]

In dieser Arbeit werden Sonnenhöhe  $\gamma_s$  und Sonnenazimut  $\alpha_E$  für jeden Tag des Jahres im Zeitintervall von  $\Delta t = 15$  min basierend auf der MEZ (mitteleuropäische Zeit) und den Standortdaten berechnet. Der Berechnungsalgorithmus ist in Anhang 2 angegeben.

Die Bodenreflexion lässt sich mit der Neigung  $\gamma_E$  und mit Hilfe des Albedo-Wertes  $A$  bestimmen, der ein Maß für das Rückstrahlvermögen von nicht selbst strahlenden Oberflächen ist. Hier wird ein Mittelwert von 0,2 für  $A$  ausgewählt.

$$E_{\text{refl.gen}} = E_{\text{hor}} \cdot A \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 - \cos \gamma_E) \quad (2.8)$$

$E_{\text{hor}}$  Globalstrahlung auf die horizontale Fläche

$A$  Albedowert

Die diffuse Bestrahlung auf der geneigten Fläche kann sich grob mit Hilfe des Perez-Modells ergeben, wenn die statistischen Werte für verschiedene Wetterklassen nicht berücksichtigt werden (Gleichungen aus [2.10, 2.11]):

$$E_{\text{diff.gen}} = E_{\text{diff.hor}} \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 + \cos \gamma_E) \quad (2.9)$$

$E_{\text{diff.hor}}$  diffuse Globalstrahlung auf die horizontale Fläche

In Abb. 2.5 sind die Tagesgänge der Globalstrahlung auf eine horizontale und der Einstrahlung auf eine geneigte Fläche für den gleichen Zeitraum dargestellt.

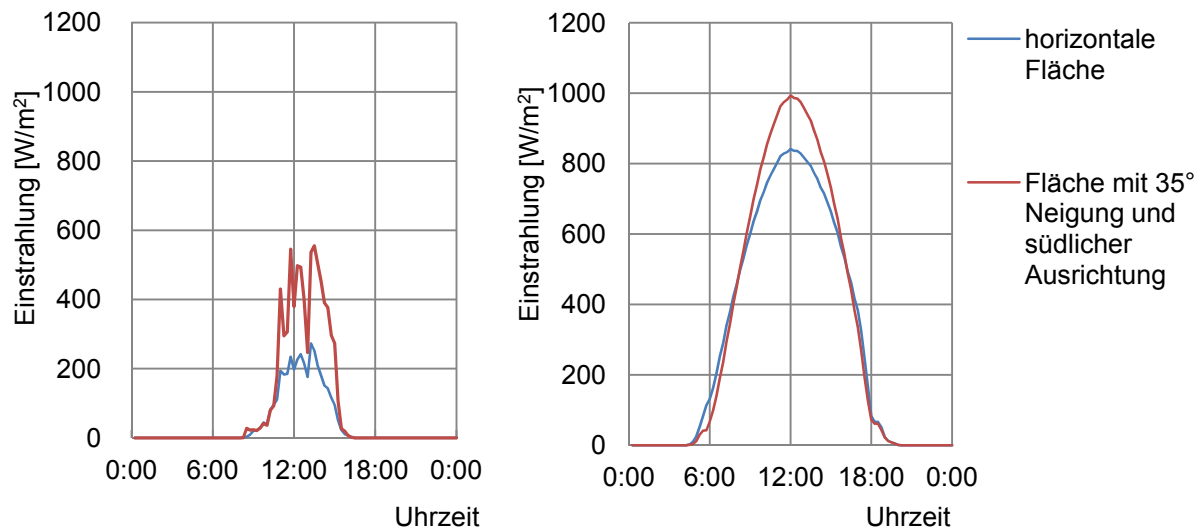


Abb. 2.5: Tagesgänge der Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche und der Einstrahlung auf eine geneigte Fläche mit 35° Dachneigung und südlicher Ausrichtung am 08.01.2008 (links) und 28.07.2008 (rechts)

Die gesamte Einspeiseleistung  $P_E$  für alle geeigneten Dachflächen ergibt sich nach:

$$P_E = \sum_{k=1}^n PR \cdot E_{gen,k} \cdot \eta \cdot A_{PV,k} \quad (2.10)$$

$P_E$	Summeneinspeiseleistung der Photovoltaikanlagen
$E_{gen,k}$	Einstrahlung je Gebäude
$A_{PV,k}$	installierbare Photovoltaikmodulfläche je Gebäude
$\eta$	Wirkungsgrad der Solarmodule
PR	Performance Ratio
k	Anzahl der betrachteten Gebäude

Bei der Berechnung wird für alle Solarmodule ein einheitlicher Wirkungsgrad von  $\eta=12\%$  angenommen. Unter Berücksichtigung der Energieverluste durch Wechselrichter, MPP-Tracker und Leitungen ergibt sich eine Performance Ratio  $PR=0,75$  [2.11].

Die Summeneinspeiseleistung wird nach Gl. (2.10) für ein volles Jahr ermittelt. Die gemessenen Globalstrahlungen im Jahr 2008 werden für die Berechnung angenommen. Abb. 2.6 zeigt die Summeneinspeiseleistung in den Monaten Januar und Juni, wenn eine

Bebauung der Photovoltaikanlagen für alle nutzbaren Dachflächen in Cottbus erfolgt. Die maximal eingespeiste Summenleistung kann zeitweise einen Maximalwert von ca. 200 MW im Sommer erreichen. Dies entspricht einem Stromerzeugungspotenzial von ca. 80% des theoretischen installierbaren Potenzials (Vgl. Abschnitt 2.1.3).

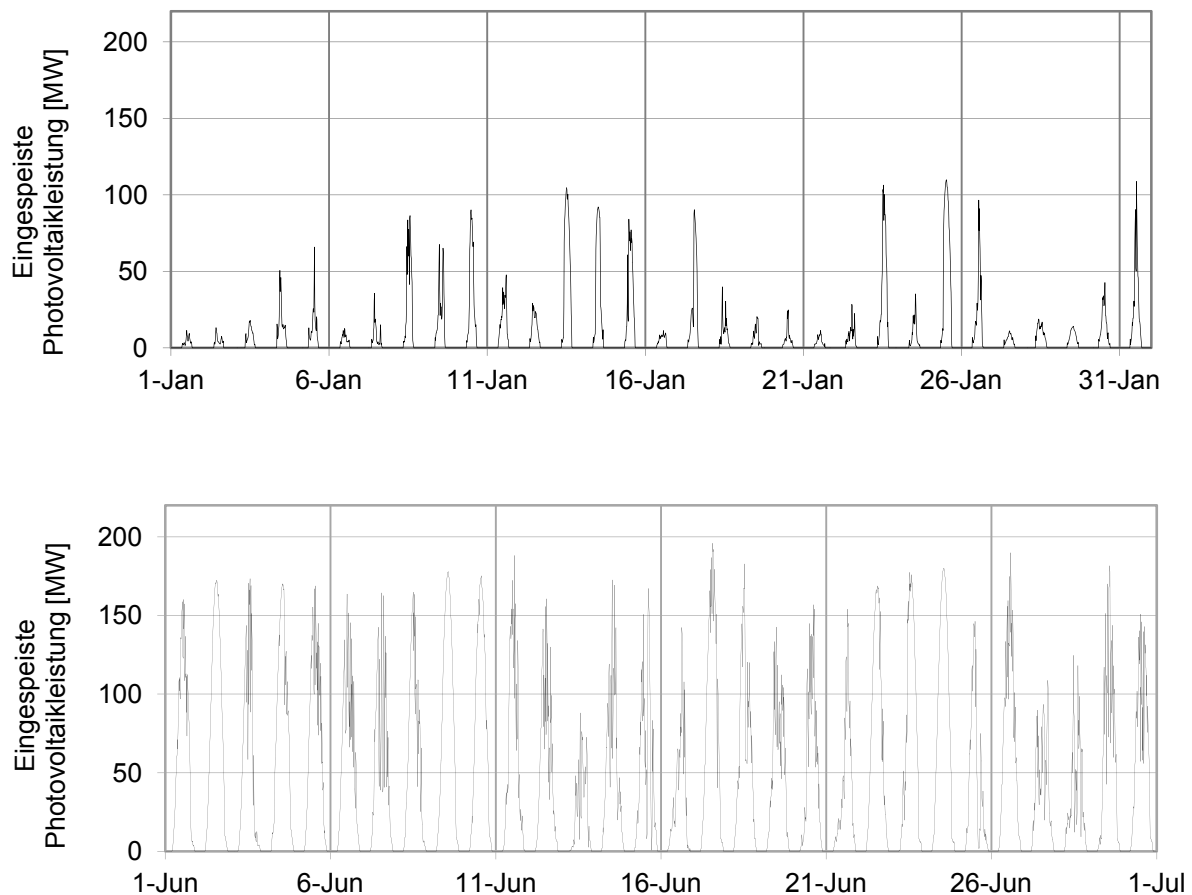


Abb.2.6: Photovoltaische Summeneinspeiseleistung in den Monaten Januar und Juni unter der Annahme, dass alle nutzbaren Dachflächen mit Photovoltaikanlagen gedeckt werden

## 2.3 Zeitliche Abschätzung der realisierbaren Potenziale

Das theoretische Potenzial umfasst alle geeigneten Dachflächen für Bebauungen von Photovoltaikanlagen. Aus technischen und wirtschaftlichen Gründen gibt es beim Ausbau der Nutzung von Photovoltaikanlagen Beschränkungen. Das realisierbare Potenzial ist nur ein Teil des theoretischen Potenzials.

Vor 2007 wurden in Cottbus Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von nur 0,165 MWp installiert. Im Jahr 2007 betrug der Leistungszuwachs an Photovoltaikanlagen 2,012 MWp. Bis zum Ende 2010 war eine gesamte Photovoltaikleistung von 5,588 MWp installiert. Die Daten wurden von den Stadtwerken Cottbus zur Verfügung gestellt. Werden die installierte Photovoltaikleistung in den Jahren 2007-2010 betrachtet, entspricht dies einer durchschnittlichen jährlichen Zuwachsrate von ca. 1,35 MWp.

Abschätzungen über zukünftige Steigerungen sind mit einer großen Unsicherheit behaftet. Die Prognose der realisierbaren Potenziale kann nachfolgend von einer jährlichen Zuwachsrate von 1,5 MWp und 2,0 MWp ausgegangen werden. Diese relativ hohen Zuwachsraten sind im Hinblick auf die zu erwartenden Kostenreduktionen der Photovoltaikanlagen realistisch. Damit lässt sich die Photovoltaikleistung bis zum Jahr 2020 von jeweils 20 MWp und 25 MWp in Cottbus realisieren (Abb. 2.7).

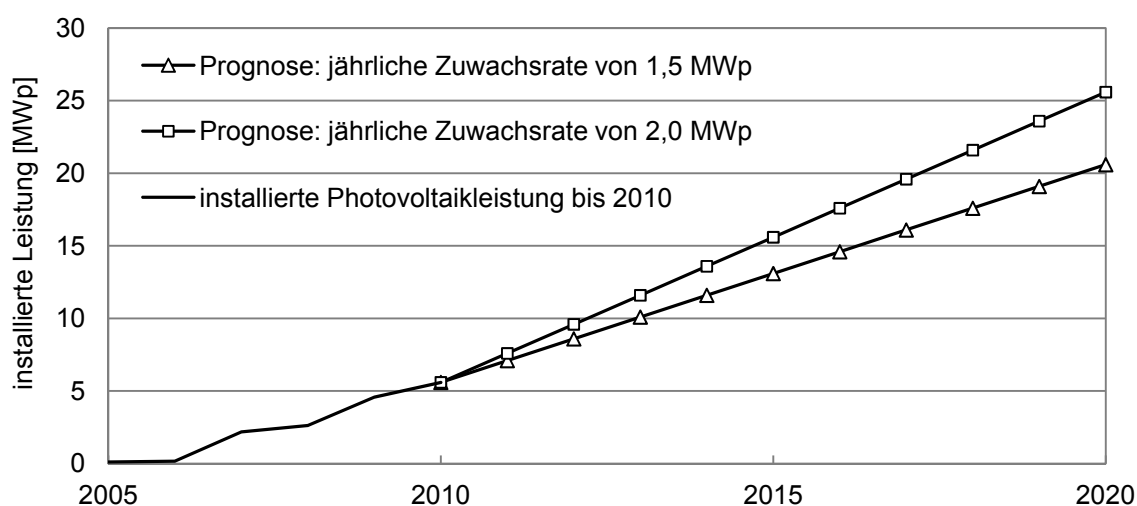


Abb. 2.7: Installierte Photovoltaikleistung bis 2010 und die Szenarien für den weiteren Ausbau der Photovoltaik in Cottbus

## **2.4 Zwischenfazit**

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass ca. 30% der innerstädtischen Dachflächen in Cottbus für die Installation von Photovoltaikanlagen genutzt werden können. Dies entspricht einem theoretisch installierbaren Potenzial von ca. 250 MWp. Mit einer jährlichen Zuwachsrate von 1,5 MWp kann realistisch eine Photovoltaikleistung von ca. 20 MWp bis zum Jahr 2020 abgeschätzt werden.

Der zeitliche Verlauf der Leistungseinspeisung von Photovoltaikanlagen wird von der Solarmodulneigung und -ausrichtung sowie im Wesentlichen von den lokalen meteorologischen Gegebenheiten beeinflusst. Wird eine Bebauung von Photovoltaikanlagen auf allen theoretisch nutzbaren Dachflächen angenommen, könnte die maximal eingespeiste Summenleistung zeitweise einen Maximalwert von 200 MW erreichen. Sogar im Januar ist eine Leistung von über 100 MW möglich (siehe Abb. 2.6), obwohl die Einstrahlungsstärke der Sonne viel schwächer ist.

Die derzeitige Lastspitze in Cottbus beträgt ca. 60 MW und wird in der Mittel- und Langfristprognose nicht geändert. Mit der prognostizierten installierten Leistung von 20 MWp in 2020 wird ein großer Anteil der innerstädtischen Last von Photovoltaikanlagen gedeckt. Die detaillierten Untersuchungen der Auswirkungen, z.B. Netzüberlastung oder Spannungsanhebung, müssen in einzelnen Netzgebieten durchgeführt werden.

## 3. Entwicklungsszenarien der Elektromobilität

### 3.1 Entwicklung der Elektrofahrzeugtechnik

Ausgehend von der Verknappung des fossilen Brennstoffs Öl und der steigenden CO<sub>2</sub>-Emissionen werden Elektrofahrzeuge zukünftig eine wachsende Rolle im Straßenverkehr einnehmen. Aus heutiger Sicht werden sich in der näheren Zukunft die reinen Elektrofahrzeuge auf Klein- und Mittelklassewagen bzw. Nutzfahrzeuge im urbanen Bereich konzentrieren. Bei Fahrzeugen für Langstecken werden Überlegungen zur Kombination von Elektro- und Verbrennungsmotor in einem Hybridantrieb diskutiert, wodurch sich die Vorteile beider Antriebe z.B. in der Reichweitenerhöhung widerspiegeln [3.1]. Der Elektromotor kann mittels Energieversorgung von Batterien oder Brennstoffzellen betrieben werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird nur das batteriebetriebene Elektrofahrzeug betrachtet.

#### 3.1.1 Technische Komponenten von Elektrofahrzeugen

Zur Entwicklung der Elektrofahrzeuge sind die in Abb. 3.1 dargestellten Komponenten von entscheidender Bedeutung.

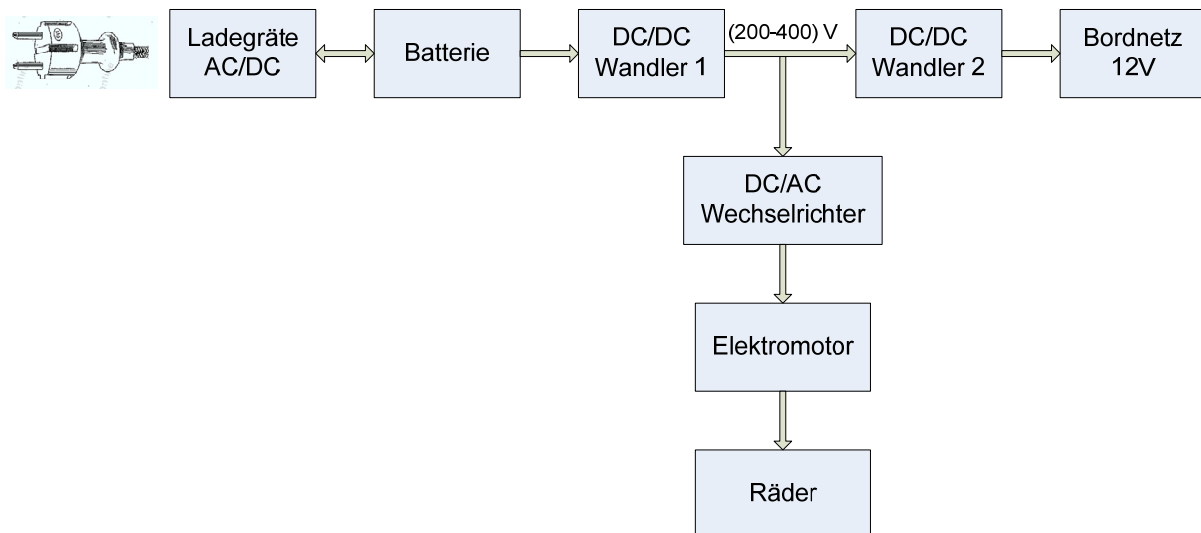


Abb. 3.1: Komponenten des allgemeinen elektrischen Antriebssystems (eigene Darstellung)

### **Leistungselektronische Bauelemente**

Die Ladegeräte, Wechselrichter und Wandler dienen zur Umformung elektrischer Energie zwischen Gleich- und Wechselstrom. Wesentliche Entwicklungsziele bei diesen leistungselektronischen Bauelementen sind die Erhöhung des Wirkungsgrades, die Reduzierung der Kosten und die Integration ins Elektrofahrzeug. Des Weiteren werden aus Sicherheitsgründen zudem höhere Anforderungen an die Zuverlässigkeit für den Fahrzeugbetrieb gestellt.

Für Elektrofahrzeuge mit Antriebsleistungen bis etwa 100 kW werden Traktionsspannungen von (200-400) V bevorzugt, da dies den Einsatz der bereits verfügbaren 600 V Leistungshalbleiter erlaubt. Für höhere Antriebsleistungen von typischerweise (650-800) V z.B. in Sportwagen sind auch höhere Spannungen möglich, die dann jedoch höhere Sperrfähigkeit von Leistungshalbleitern (z.B. 1200 V) erfordern und damit die Kosten erhöhen [1.13].

### **Antriebssysteme**

Das elektrische Antriebssystem hat einen wesentlich höheren Wirkungsgrad im Vergleich zum konventionellen Antrieb mit dem Verbrennungsmotor. Durch die Betriebsfunktion „Rekuperation“ zur Rückwandlung der kinetischen Energie beim Bremsvorgang in elektrische Energie kann die Effizienz zudem erhöht werden. Des Weiteren arbeitet der elektrische Antrieb lokal emissionsfrei und geräuscharm, daher eignet er sich besonders für die innerstädtische Nutzung. Die Optimierung der Antriebstechnik steht daher im Mittelpunkt bei der technischen Entwicklung von Elektrofahrzeugen.

### **Batteriesysteme**

Das Batteriesystem als größtes und teuerstes Bauteil ist die Schlüsselkomponente im Elektrofahrzeug, welches das Fahrzeuggewicht und die -reichweite stark bestimmt. Die hohen Kosten bestimmen wesentlich den Fahrzeugpreis. Die Leistungsfähigkeiten hinsichtlich Zyklenzahl, Leistungsdichte und Energiedichte bestimmen maßgeblich die Eigenschaften des Elektrofahrzeugs.

Die Batteriekosten nimmt mit einem Anteil von 30% bis 40% des Gesamtfahrzeugs eine dominante Rolle ein [3.2]. Die Weiterentwicklung der Batterietechnologie zur Nutzung in Elektrofahrzeugen konzentriert sich auf Energieinhalt, Sicherheit, Lebensdauer und Kosten.



### 3.1.2 Entwicklung der Batteriesysteme

Zur Elektrofahrzeuganwendung kommen nur Sekundärbatterien (wiederaufladbar) in Betracht. Besondere Anforderungen an Batteriesysteme müssen dabei gegenüber konventionellen Batterien gestellt werden. Die wichtigsten Kenndaten der Batteriesysteme für Elektrofahrzeuge sind:

- Energiedichte (Wh/kg, Wh/l)
- Leistungsdichte (W/kg, W/l)
- Kosten (€/kWh)
- Lebensdauer/Zyklenfestigkeit

Die Energie- und Leistungsdichte spielt aktuell die wichtigste Rolle zur Entwicklung der Elektrofahrzeuge. Zum einen muss die Batterie eine ausreichende Energie bei möglichst geringem Gewicht zur Verfügung stellen, um eine höhere Reichweite zu ermöglichen. Zum anderen muss diese Energie über einen angemessenen Zeitraum bereitgestellt werden, um eine gewisse Beschleunigung des Elektrofahrzeugs zu erreichen. In Abb. 3.2 ist ein Überblick der Energie- und Leistungsdichte von unterschiedlichen Batterien dargestellt.

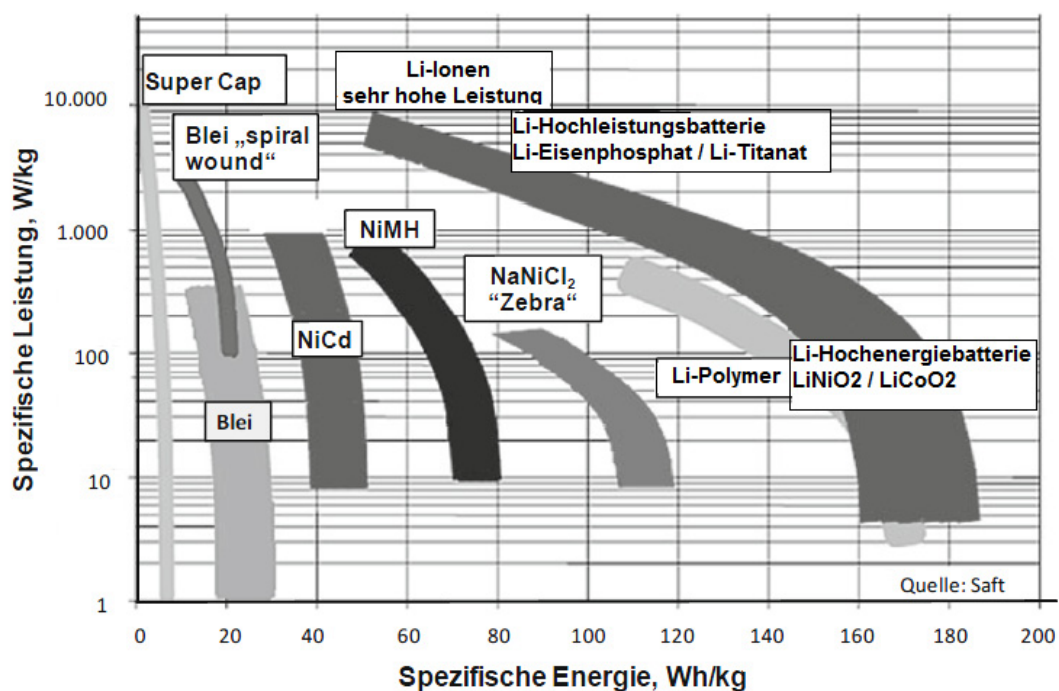


Abb. 3.2: Energie- und Leistungsdichte von unterschiedlichen Batterien [3.3]

Die Verbreitung von Elektrofahrzeugen hängt neben der technischen Leistungsfähigkeit maßgeblich von den Kosten der Batterien ab. Einer Studie zufolge ist die erhebliche Reduzierung der heutigen Li-Ionen-Batteriekosten in Größenordnung von 1000 Euro/kWh auf 300 Euro/kWh bis 2020 realistisch [3.4]. Um nach der Zielsetzung 1 Million Elektrofahrzeuge bis 2020 in Deutschland einzusetzen, wird die Vermarktung der Elektrofahrzeuge in den ersten Jahren schwerpunktmäßig gefördert.

Die Lebensdauer des Batteriesystems sollte im optimalen Fall mindestens der Lebensdauer des Elektrofahrzeugs entsprechen. Die Lebensdauer ist sehr eng mit der Zyklenfestigkeit der Batterie verbunden. Die Zyklenfestigkeit bezeichnet die Anzahl der Lade- und Entladezyklen, welche eine Batterie durchlaufen kann. Tiefentladungen schaden der Lebensdauer weit mehr als Teilentladungen mit weniger Kapazitätsentnahme.

Es ist festzuhalten, dass die Batteriesysteme neben der technischen Entwicklung zudem energetisch und wirtschaftlich sinnvoll für die Anwendung in Elektrofahrzeugen sein müssen. In Tab. 3.1 sind die wichtigsten Eigenschaften der unterschiedlichen Batteriesysteme gegenübergestellt.

Batterietyp	Energiedichte		Leistungsdichte [W/kg]	Lebenszyklen	Kosten [€/kWh]
	[Wh/kg]	[Wh/l]			
Pb-PbO <sub>2</sub>	20 - 40	75 - 120	150 - 300	500 – 2.000	100 - 300
Ni-Cd	30 - 55	80 - 140	100 - 800	1.500 – 3.000	500
Ni-MH	50 - 80	100 - 160	170 - 1000	ca. 1.000	500
NaS	90 - 120	85 - 150	90 - 169	1.300	300 - 500
Li-Ionen	150 - 200	200 - 300	>1000	500 – 1.200	500 – 1.000

Tab. 3.1: Vergleich von verschiedenen Batteriesystemen [3.3, 3.5]

Wie in Tab. 3.1 zu sehen ist, zeichnet sich die Bleibatterie vor allem durch geringe Kosten aus. Ihr wesentlicher Vorteil besteht jedoch auch in der hohen Marktdurchdringung und daraus resultierender Kenntnisse bezüglich des Betriebsverhaltens. Generell ist aber auch festzuhalten, dass den geringen Kosten dieser Batterien ebenfalls eine geringe Energie- und Leistungsdichte gegenübersteht.

Die wesentlichen Vorteile der Nickel-Cadmium-Batterien (NiCd) liegen in einer hohen Lebensdauer bei günstigen Herstellungskosten. Nachteile sind die geringe Energiedichte und die giftige Substanz Cadmium, wodurch eine aufwendige Entsorgung erforderlich wird. Aus diesem Grund wird das Batteriesystem Nickel-Metallhydrid (NiMH) als eine Alternative weiterentwickelt.

NiMH-Batterien zeichnen sich durch die ungiftigen Materialien im Vergleich zu NiCd-Batterien aus und weisen eine verbesserte Energiedichte auf. Die Kosten liegen bei ungefähr 500 €/kWh und werden in Zukunft trotz weiterer Entwicklungen in diesem Bereich bleiben. Ihr Zukunftspotenzial ist mangels weiterer Optimierungsmöglichkeiten bezüglich der Batteriekapazitäten begrenzt.

Li-Ionen-Batterien stellen derzeit die innovativste Batterietechnologie und im Marktsegment einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil dar. Sie zeichnen sich durch hohe Energiedichte und somit hohe Batteriekapazitäten aus. Weiterhin bieten sie eine gesteigerte Lebensdauer und höhere Leistungsdichte im Vergleich zu NiMH-Batterien. Im Bereich der momentan noch geringen Zyklenzahlen von (500-1.200) Vollzyklen ist jedoch ein hohes Entwicklungspotenzial von (5.000-10.000) Vollzyklen zu erwarten [3.6].

Li-Ionen-Batterien werden mit unterschiedlichen Kathoden- und Anodenmaterialien ausgeführt. Heute werden sie in zwei Hauptproduktlinien entwickelt: Hochenergie- und Hochleistungsbatterie. Wie in Abb. 3.2 dargestellt, gehören die Li-Nickeloxid-Batterien ( $\text{LiNiO}_2$ ) und Li-Polymer-Batterien (LiPo) zu den Hochenergiebatterien, während die Li-Titanat- ( $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ ) und Li-Eisenphosphat-Batterien ( $\text{LiFePO}_4$ ) zu den Hochleistungsbatterien gehören [3.3].

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass es derzeit keine Batterietechnologie gibt, die alle Anforderungen (hoher Energieinhalt, hohe Leistung, hohe Zyklenzahlen usw.) zufriedenstellend abdeckt. Allerdings bieten die Li-Ionen-Batterien das größte Potenzial für heutige und zukünftige Serienanwendungen in der Automobilindustrie. In der Theorie sind Energiedichten von über 500 Wh/kg möglich, in der Praxis werden derzeit jedoch lediglich Werte um 140 Wh/kg realisiert [3.3]. Die Entwicklung dieser Technologie ist zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht abgeschlossen. Bei der mittel- und langfristigen Betrachtung der Entwicklung des Marktes für Elektrofahrzeuge werden jedoch Li-Ionen-Batterien zum Einsatz kommen und die vorherrschende Technik darstellen.

## 3.2 Relevante technische Fahrzeugparameter

Auf dem Gebiet der Elektrofahrzeugentwicklung sind eine Reihe neuer Parameter im Vergleich zum konventionellen Verbrennungsfahrzeug maßgebend. In der Arbeit werden lediglich die folgenden elektrischen Parameter betrachtet:

- Leistung
- Batteriekapazität
- Wirkungsgrad
- Ladedauer

Die Leistung eines Elektrofahrzeugs wird wesentlich durch die maximale Leistung der eingesetzten Batterie begrenzt. Die Leistung bestimmt die Beschleunigung, die Höchstgeschwindigkeit und das Steigungsvermögen und ist daher eine entscheidende Eigenschaft der Elektrofahrzeuge.

Die Abhängigkeit der Batteriekapazität von der Energiedichte wurde in 3.1.2 beschrieben. Die Nennkapazitäten können generell den Datenblättern der Batteriehersteller entnommen werden. Aber die entnehmbare Kapazität, die dem Fahrzeug zur Verfügung steht, wird durch viele Größen (z.B. die Batterietemperatur, den Entladestrom) beeinflusst. Je kälter die Batterie ist, desto weniger Energie kann entnommen werden. Auch bei Normaltemperatur nimmt die entnehmbare Energie mit zunehmendem Entladestrom ab [3.7].

Während der Energieentnahme wird zunächst der Gleichstrom aus der Batterie über einen Gleichrichter auf eine andere Spannungsebene transformiert und dann der nötige Drehstrom weiter durch den nachgeschalteten Wechselrichter erzeugt (siehe Abb. 3.1). Aus diesem Grund ist der Wirkungsgrad im ganzen Antriebsstrang von Batterie bis zu den Rädern von großer Bedeutung. Der Wirkungsgrad einer Lithium-Ionen-Batterie kann 95% erreichen [3.8]. Der DC/DC Wandler, der zum Hochsetzen der Spannung für den Antriebsmotor verwendet wird, hat einen Wirkungsgrad über 98% [3.9]. Der Wirkungsgrad des DC/AC Wechselrichters wird zu >97,5% im Jahr 2015 und >98,5% im Jahr 2020 angestrebt [3.9]. Der Elektromotor kann 95% der eingesetzten Energie in Antriebsenergie umsetzen [3.10]. Der Gesamtwirkungsgrad von Batterie bis zu Rädern ergibt sich beispielsweise aus Abb. 3.3 zu 87%. Vergleichbar hat der Verbrennungsmotor einen bestmöglichen Wirkungsgrad von etwa 36% [3.11].

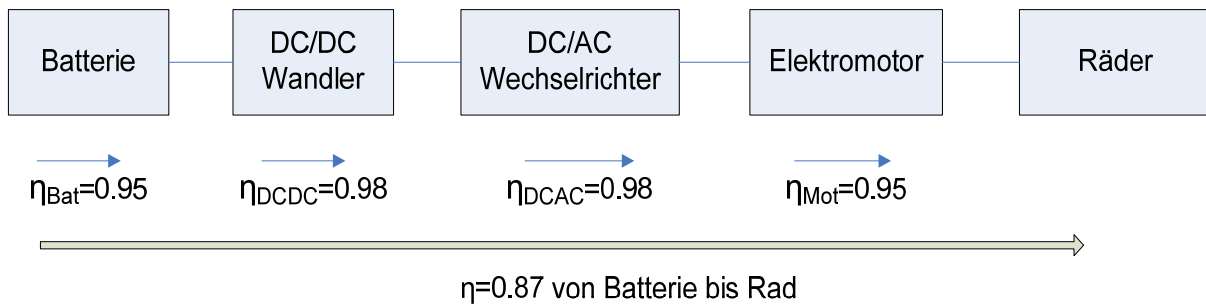


Abb. 3.3: Wirkungsgrad eines Elektrofahrzeuges von Batterie bis zu Rädern [3.8,3.9,3.10]

Neben der Reichweite der Elektrofahrzeuge spielt die Ladedauer auch eine wesentliche Rolle. Heutzutage stehen an unterschiedlichen Anschlüssen unterschiedliche Ladeleistungen zur Verfügung. An einer Ladesteckdose mit 230 V und 16 A ergibt sich eine mögliche Ladeleistung von 3,7 kW. Zum schnelleren Aufladen ist höherer Ladestrom von z.B. 32 A im Drehstrombetrieb möglich. Siemens führte eine Ladesäule mit der Bezeichnung CP700A in den europäischen Markt ein, wobei die Ladeleistung maximal 22 kW erreichen kann [3.12]. In Tab. 3.2 sind die Anschlussmöglichkeiten von Elektrofahrzeugen in Haushalten dargestellt.

System	Phasen	Kennwerte	Ladeleistung
Hausanschluss	1	230 V / 16 A	3,7 kW
	3	400 V / 16 A	11 kW
Ladesäule	3	400 V / 32 A	22 kW

Tab. 3.2: Anschlussmöglichkeiten von Elektrofahrzeugen in Haushalten

Der Stand der Technik ist durch die von verschiedenen Herstellern präsentierten Elektrofahrzeuge gekennzeichnet. Als Beispiele sind die wichtigsten Parameter von vier Elektrofahrzeugen in Tab. 3.3 dargestellt, die bereits in Serie produziert werden.

	Tesla	Think City	i-MiEV Mitsubishi	Leaf Nissan
Kapazität	50 kWh	26 kWh	16 kWh	24 kWh
Reichweite	400 km	170 – 200 km	150 km	160 km
Leistung	185 kW	30 kW	47 kW	80 kW
Ladedauer (3,7 kW)	13,5 h	7 h	4,3 h	6,5 h
Ladedauer (11 kW)	4,5 h	2,4 h	1,5 h	2,2 h
Ladedauer (22 kW)	2,3 h	1,2 h	0,7 h	1,1 h

Tab. 3.3: Überblick der Parameter von vier Elektrofahrzeugen [3.13, 3.14, 3.15]

### 3.3 Mögliche Marktdurchdringung

Die Herausforderungen für die Vermarktung der Elektrofahrzeuge umfassen zum einen die Reichweite, Lebensdauer und Kosten der Batterie sowie die leistungsfähigen elektro-mechanischen Komponenten. Zum anderen gilt es, eine geeignete Infrastruktur für das Aufladen der Elektrofahrzeuge in Zukunft zu entwickeln. In Abb. 3.4 sind die entscheidenden Einflussfaktoren für die Vermarktung von Elektrofahrzeugen dargestellt.

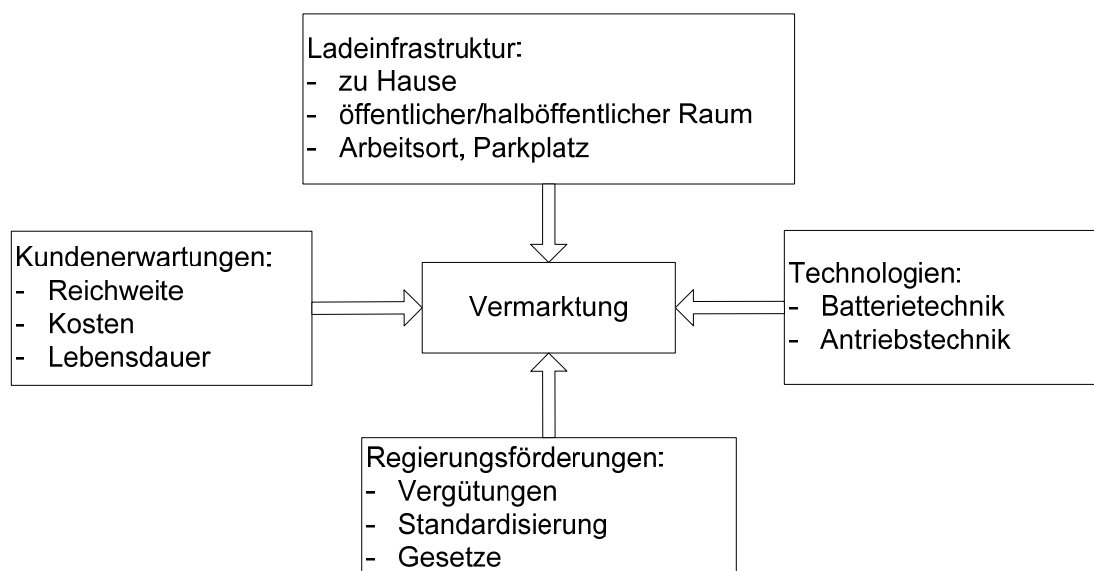


Abb. 3.4: Einflussfaktoren für die Vermarktung von Elektrofahrzeugen

Letztendlich steht der Kunde für die Vermarktung der Elektrofahrzeuge im Mittelpunkt. Hinsichtlich der Kundenerwartungen müssen primär die Kosten der Elektrofahrzeuge auf ein Niveau abgesenkt werden, welche vom Markt akzeptiert werden. Parallel dazu ist eine höhere Reichweite unerlässlich. Eine Batterie mit 150 km Reichweite macht das Elektrofahrzeug für die Bevölkerung der Vorstädte und der Stadtkerne interessant. Hinzu kommen noch die Fördermaßnahmen (Gesetze, Vergütungen) auf regionaler und nationaler Ebene zur Vermarktung der Elektrofahrzeuge.

Zielsetzung der Bundesregierung ist eine Flotte von einer Million Elektrofahrzeugen bis zum Jahr 2020. Gleichzeitig wurden viele Prognosen für die Marktpenetrationsszenarien der Elektrofahrzeuge in Deutschland durchgeführt. Zum Beispiel werden 0,4 bis 1,8 Millionen Elektrofahrzeuge von Fraunhofer-ISI bis zum Jahr 2020 abgeschätzt. Siemens geht zu diesem Zeitpunkt von 4,5 Millionen, RWE von 2,4 Millionen Elektrofahrzeugen aus [3.16, 3.17]. Nach diesen Studienergebnissen sind die deutlichen Zuwächse der Elektrofahrzeuge innerhalb relativ kurzer Zeit nicht zu erwarten. In Abb. 3.5 ist die konservative und progressive Prognose dargestellt.

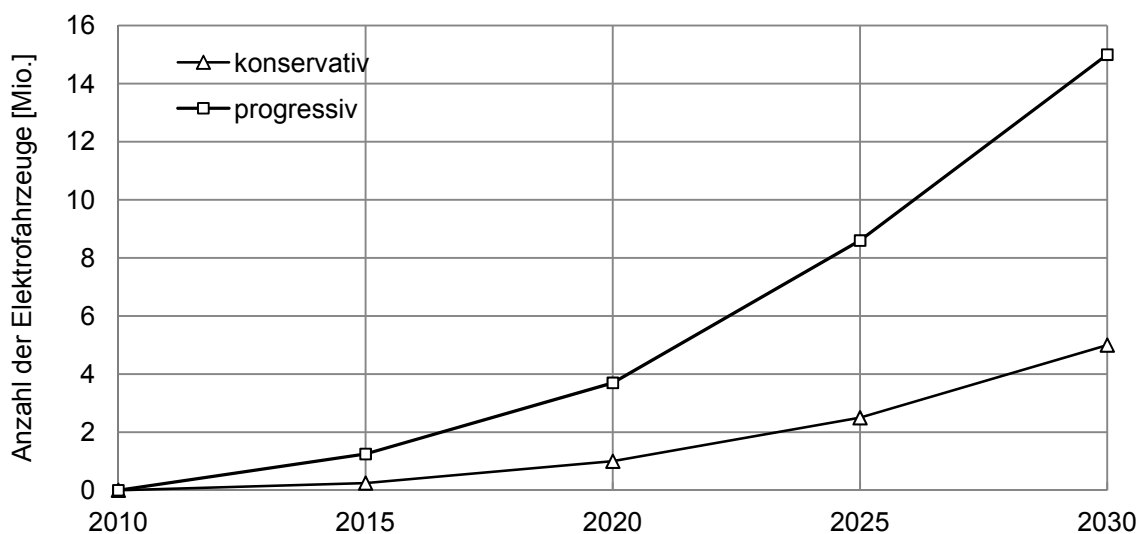


Abb. 3.5: Konservative und progressive Prognose zur Entwicklung des Marktes für Elektrofahrzeuge in Deutschland [3.18]

Es wird angenommen, dass die oben prognostizierten Elektrofahrzeuge den Personenkraftwagen (PKW) in Haushalten zugeordnet werden, da sich die Elektrofahrzeuge in der näheren Zukunft auf die Klein- und Mittelklassewagen konzentrieren werden. Nach einer Statistik der ADAC besitzen 83% der deutschen Haushalte zumindest einen PKW [3.19]. Die Anzahl der PKW in Deutschland beträgt insgesamt ca. 41,3 Millionen.

Entsprechend den obigen Annahmen werden ca. 2% der Haushalte ein Elektrofahrzeug besitzen, wenn nach der Zielsetzung von Bundesregierung eine Million Elektrofahrzeuge bis zum Jahr 2020 eingesetzt werden. Mit der optimistischen Prognose von 4,5 Millionen von Siemens werden ca. 9% der Haushalte ein Elektrofahrzeug besitzen.



## 4. Analyse und Modellbildung

Zur Modellierung der Netzzrückwirkungen von Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen auf die Niederspannungsnetze werden die folgenden Faktoren berücksichtigt.

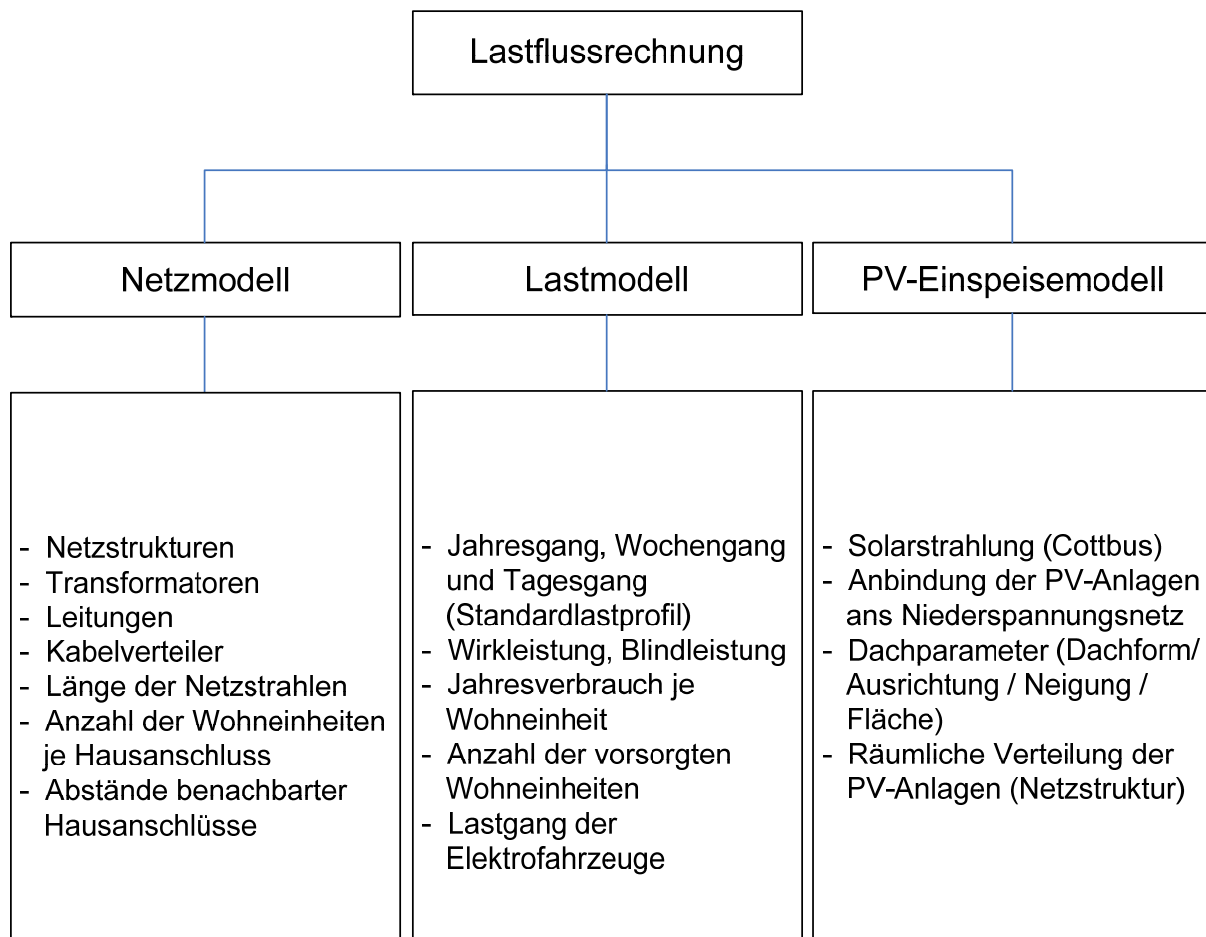


Abb. 4.1: Übersicht der zur Lastflussberechnung benötigten Parameter

### 4.1 Modellierung der Niederspannungsnetze

Konventionelle Niederspannungsnetze dienen der Versorgung von Haushalten und Gewerben mit elektrischer Energie und wurden nicht für die Aufnahme von Einspeisungen aus dezentralen Erzeugern dimensioniert. Sie können als Kabel- oder Freileitungsnetze ausgeführt sein. Die Auslegung der Niederspannungsnetze erfolgte auf Grundlage der technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkte [4.1], die den technischen Anforderungen und der Kostenminimierung für den Netzbetrieb entsprechen.

## 4.1.1 Netzstruktur

Die aktuelle Struktur eines Netzes wird sowohl von der strukturellen Netzform als auch von der Betriebsweise (aktueller Schaltzustand des Netzes) bestimmt [4.2]. Die Netze können durch Trennstellen geschlossen oder offen betrieben werden. Die wichtigsten Netzformen sind Strahlennetz, Ringnetz und Maschennetz, wobei oft der Übergang von einer Netzform in die andere fließend ist. Im Folgenden werden die Netzstrukturen in der Niederspannungsebene näher erläutert.

### Strahlennetz

Die Strahlennetze sind die einfachste Netzform. In Strahlennetzen gehen die Leitungen strahlenförmig von einer Netzstation aus und haben untereinander keine weitere Verbindung. In der Praxis können sich Strahlennetze verzweigen lassen (Abb. 4.2).

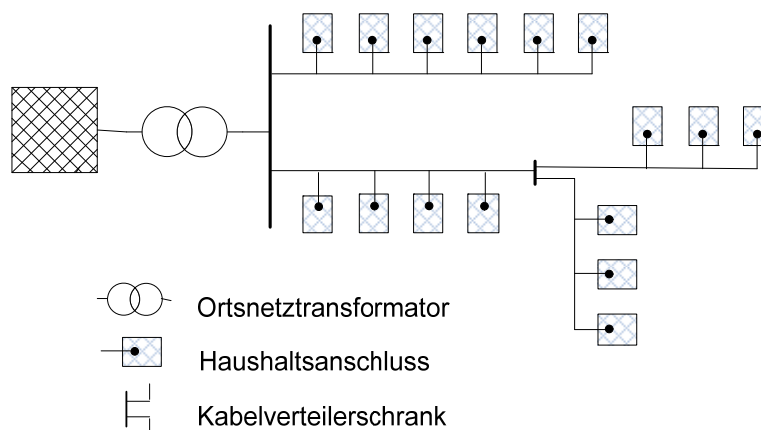


Abb. 4.2: Unverzweigtes und verzweigtes Strahlennetz

Der Vorteil dieser Netzform ist die gute Übersichtlichkeit und damit die einfache Netzplanung und Betriebsführung, wodurch die Investitionskosten und der Schutzaufwand gering bleiben. Die Anwendung des Überstromzeitschutzes kann die selektive Abschaltung garantieren. Eine schnelle Fehlerlokalisierung ist möglich.

Dem steht eine mangelhafte Versorgungszuverlässigkeit im Fehlerfall durch fehlende Alternativeinspeisungen gegenüber. Daher führen die Strahlennetze auch zu höherem Instandhaltungsaufwand bei Netzfehlern. Im Falle keiner dezentralen Einspeisungen im Netz kann die Spannungshaltung durch starke entfernungs- und lastabhängige Spannungsabsenkung auch problematisch darstellen.

## Ringnetz

Die Ringnetze sind auch einfach und übersichtlich aufgebaut. Unterbrechungen der Ringleitung, welche nicht nur im Störfall, sondern auch bei den Netzstationswartungen vorkommen, führen nicht zum Versorgungsausfall. Bei Fehlern kann die Versorgung von der anderen Seite übernommen werden. Diese Netzform ist in Abb. 4.3 dargestellt.

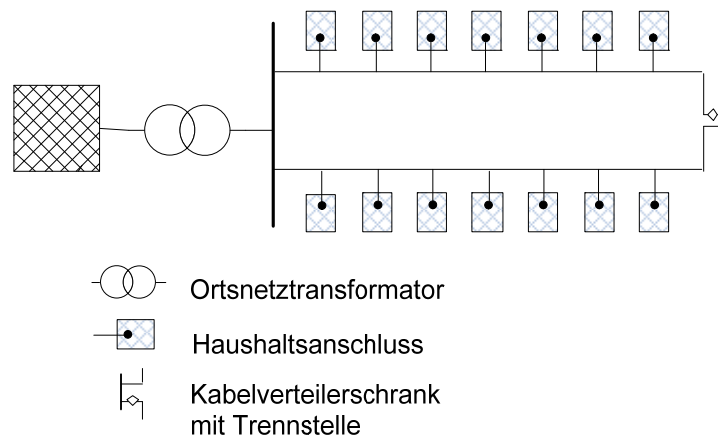


Abb. 4.3: Ringnetz

Die Ringnetze können geschlossen oder offen (als Strahlennetz) durch Netzoffenstellen betrieben werden. Aus Gründen der betrieblichen Einfachheit werden die Ringnetze meistens offen betrieben [4.3]. Der Vorteil der geschlossenen Betriebsweise besteht darin, dass die Versorgungssicherheit durch parallele Einspeisung erhöht wird. Durch die zweiseitige Speisung ergibt sich zudem eine bessere Spannungshaltung entlang der Leitungen. In Niederspannungsnetzen wird üblicherweise Überstromzeitschutz verwendet. Da im Ringnetz die Richtung des Fehlerstroms in Relais erkennbar sein muss, wird somit ein aufwändigerer Netzschutz bei der Lokalisierung des Netzfehlers benötigt.

## Maschennetz

Im Vergleich zu Strahlen- und Ringnetzen ist ein Maschennetz kompliziert und anspruchsvoll aufgebaut. Die Abnehmer werden mindestens über zwei Übertragungswege versorgt (Abb. 4.4). Aus diesen Gründen bieten Maschennetze höhere Flexibilität und Zuverlässigkeit im Fehlerfall. Dem stehen der aufwändige Netzschutz, die aufwändige Fehlerselektion und hohe Anforderungen an die Betriebsführung gegenüber. Niederspannungsmaschennetze erfordern schutztechnisch immer einen höheren Aufwand als entsprechende Strahlennetze bzw. Ringnetze [4.4].

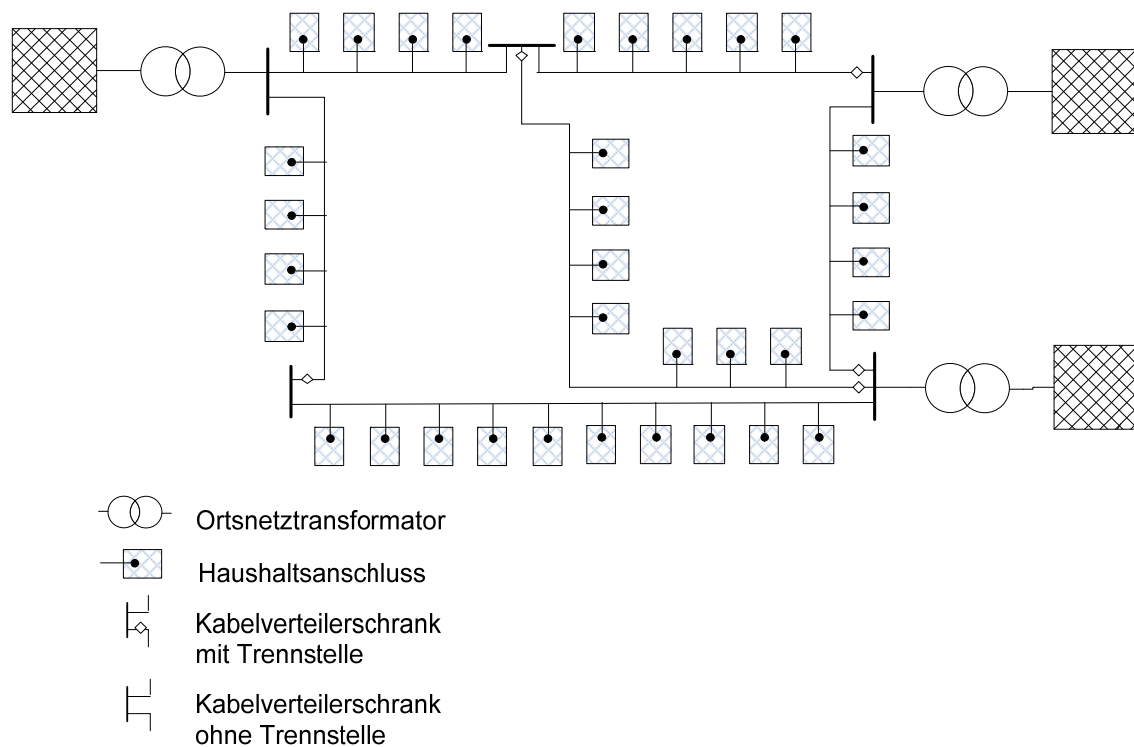


Abb. 4.4: Maschennetz

In Niederspannungsnetzen werden aus wirtschaftlichen Gründen reine Strahlennetze ohne Querverbindungen oder Ringschlüsse angestrebt, besonders in dünnbesiedelten Gebieten oder am Stadtrand [4.1]. Mit steigender Lastdichte sind manche Netzgebiete in der Niederspannungsebene als Ringnetz oder Maschennetz aufgebaut und werden oftmals über offene Trennstellen als Strahlennetz betrieben. Die Kabel werden normalerweise an Straßenkreuzungen in einem Kabelverteilerschrank zusammengeführt und über die dortigen Trennstellen von anderen Kabelstrecken betriebsmäßig getrennt, damit nur die fehlerhaften Strecken im Störfall über Sicherungen abgeschaltet werden [4.5]. Aus diesem Grund wird für die Untersuchungen von Strahlennetzen ausgegangen.

### 4.1.2 Betriebsmittel

In Bezug auf die Betriebsmittel des Netzes sind Transformatoren und Leitungen zur Niederspannungsnetzplanung von großer Bedeutung. Der Kabelverteilerschrank spielt auch eine wichtige Rolle. Zur wirtschaftlichen Betriebsführung legen Netzbetreiber meistens die Verwendung einheitlicher Betriebsmittel fest.

## Transformatoren

Die Transformatoren werden in der Netzstation zur Speisung des Niederspannungsnetzes verwendet. Die Auswahl der Bemessungsleistung von Transformatoren wird vom versorgten Netzgebiet bestimmt. Die Sternpunkte sind auf der Niederspannungsseite geerdet. In realen Netzen sind normierte Leistungen der eingesetzten Transformatoren 400 und 630 kVA für die Schaltgruppe Dyn5. Für 250 kVA und weniger wird die Schaltgruppe Yz5 bevorzugt [4.3].

## Leitungen

Die in Niederspannungsnetzen eingesetzten Leitungen können sowohl Freileitungen als auch Kabel sein. In Deutschland stellen die Kabelnetze die große Mehrheit der innerstädtischen Niederspannungsnetze dar (Kabelanteil 86%) [4.6]. PVC-Kabel und VPE-Kabel sind die überwiegenden Kabeltypen und werden aufgrund der üblich eingesetzten Netzform TN-C in Niederspannungsnetzen als Vierleiterkabel gebaut. Darüber hinaus sind die Hauptleitungen städtisch meistens in der Erde verlegt und werden vorzugsweise mit einheitlichen Querschnitten eingesetzt.

Innerstädtisch ist die Verlegung der Vorzugskabel NAYY mit Querschnitten von 120 mm<sup>2</sup>, 150 mm<sup>2</sup> sowie 185 mm<sup>2</sup> üblich (z.B. NAYY 4x150 mm<sup>2</sup>). In abzweigenden Nebenleitungen für Hausanschlüsse werden Kabel mit einem Querschnitt von 50 mm<sup>2</sup> oft eingesetzt. Bezüglich des Anschlusses an die Hauptleitungen werden in der Regel Abzweigmuffen verwendet.

## Kabelverteilerschrank

Der Kabelverteilerschrank dient zur Abtrennung der unterschiedlichen Netzstrecken über die darin eingebauten Trennstellen und ist ein wesentliches Teil im Niederspannungsnetz. Die Anzahl der eingesetzten Kabelverteilerschänke ist abhängig vom Vermaschungsgrad des Netzes. Während bei Ringnetzen mindestens ein Kabelverteilerschrank in der Mitte eingesetzt wird, muss bei Maschennetzen in jeder Masche ein Kabelverteilerschrank eingesetzt werden, um die Schaltmöglichkeit zu gewährleisten. In Strahlennetzen erfolgt der Einsatz des Kabelverteilerschranks nur im Fall, dass mehrere Netzstrahlabschnitte durch Kabelverteilerschränke miteinander verbunden werden müssen.

### 4.1.3 Kenngrößen von Netzstruktur und Betriebsmitteln

Im Gegensatz zu den Hoch- und Mittelspannungsnetzen ist die Niederspannungsnetzstruktur wesentlich von der Struktur der Siedlungsbebauungen geprägt. Die Siedlungsbebauungen unterscheiden sich im Allgemeinen in drei Formen: Straßensiedlung, Haufensiedlung und Streusiedlung [4.7]. Bei der Straßensiedlung sind die einzelnen Gebäude hauptsächlich entlang der Straße aufgebaut. Die Haufensiedlung ist eine geschlossene Häuserordnung mit einem Straßennetz. Bei der Streusiedlung liegen die Gebäude mit größeren Abständen voneinander verstreut.

Zur Modellierung der Niederspannungsnetze sind die folgenden Kenngrößen der Netzstruktur von entscheidender Bedeutung [1.9]:

- Bemessungsleistung der Transformatoren
- Leitungstypen und Querschnitte
- Länge der Netzstrahlen
- Anzahl der Abgänge aus der Netzstation
- Anzahl der Wohneinheiten je Hausanschluss
- Abstände der benachbarten Hausanschlüsse

Derartige Untersuchungen bezüglich der Kenngrößen von Netzstruktur und Betriebsmitteln wurden in [1.9] bereits ausgewertet. In dieser Arbeit basieren die Kenngrößen auf realen Beispielnetzen der Stadt Cottbus für die innerstädtischen Siedlungstypen Ein- und Zweifamilienhaussiedlung sowie Mehrfamilienhaussiedlung.

Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen befinden sich überwiegend in der Vorstadt oder im ländlichen Bereich. Üblicherweise werden (1-2) Wohneinheiten an jedem Hausanschluss angeschlossen. Mehrfamilienhaussiedlungen liegen oft im Stadtzentrum oder in der Vorstadt. Die Anzahl der angeschlossenen Wohneinheiten je Hausanschluss unterscheidet sich in der Praxis sehr erheblich.

In Abb. 4.5 sind die typischen Netzstrukturen von zwei realen Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen in Cottbus dargestellt. Die Netzgebiete sind als einfach gespeiste Maschennetze aufgebaut und werden aufgrund von offenen Trennstellen in Kabelverteilerschränken als Strahlennetze betrieben.

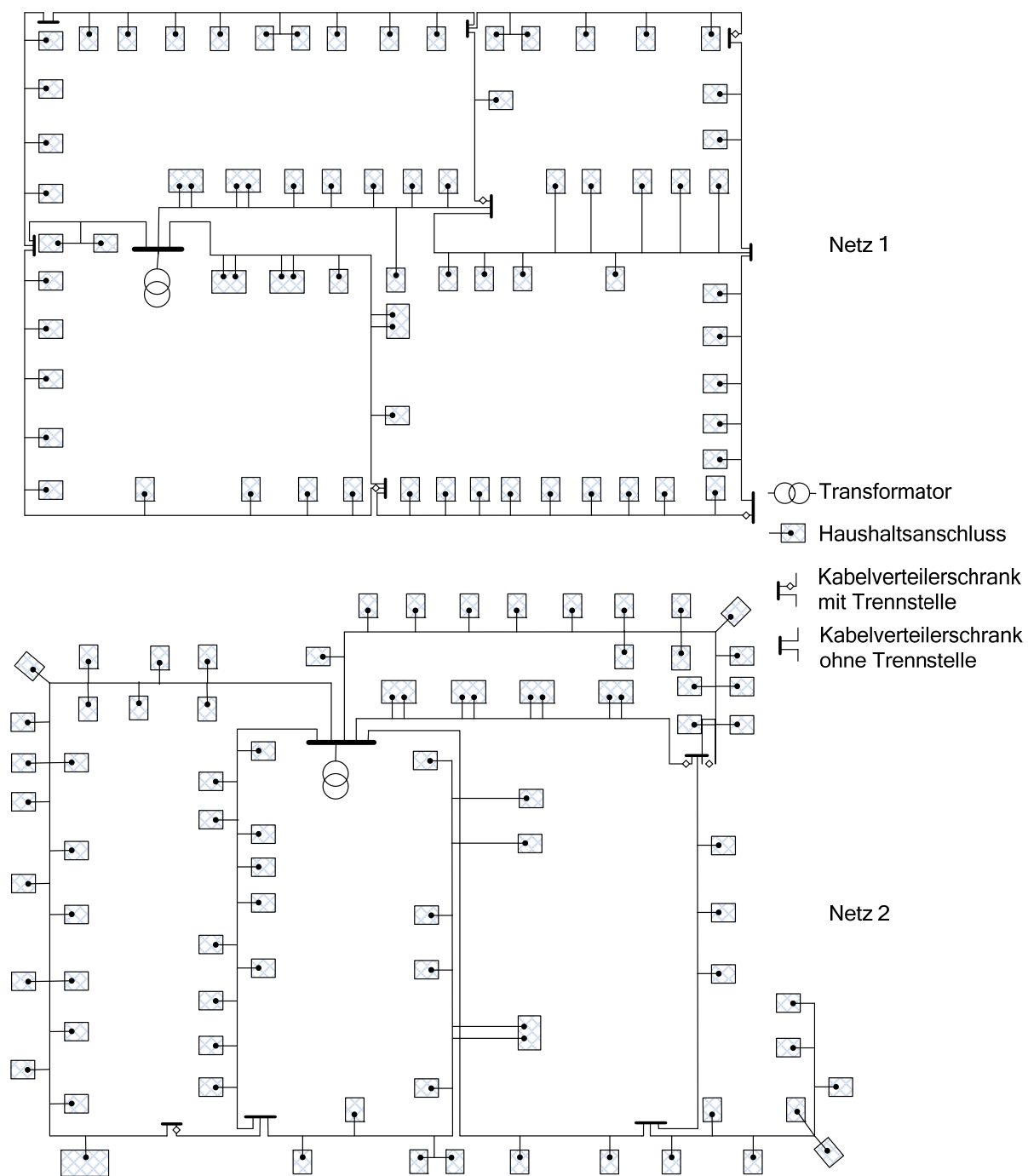


Abb. 4.5: Netzstrukturen von zwei Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen

In Abb. 4.6 sind die typischen Netzstrukturen von zwei realen Mehrfamilienhaussiedlungen dargestellt.

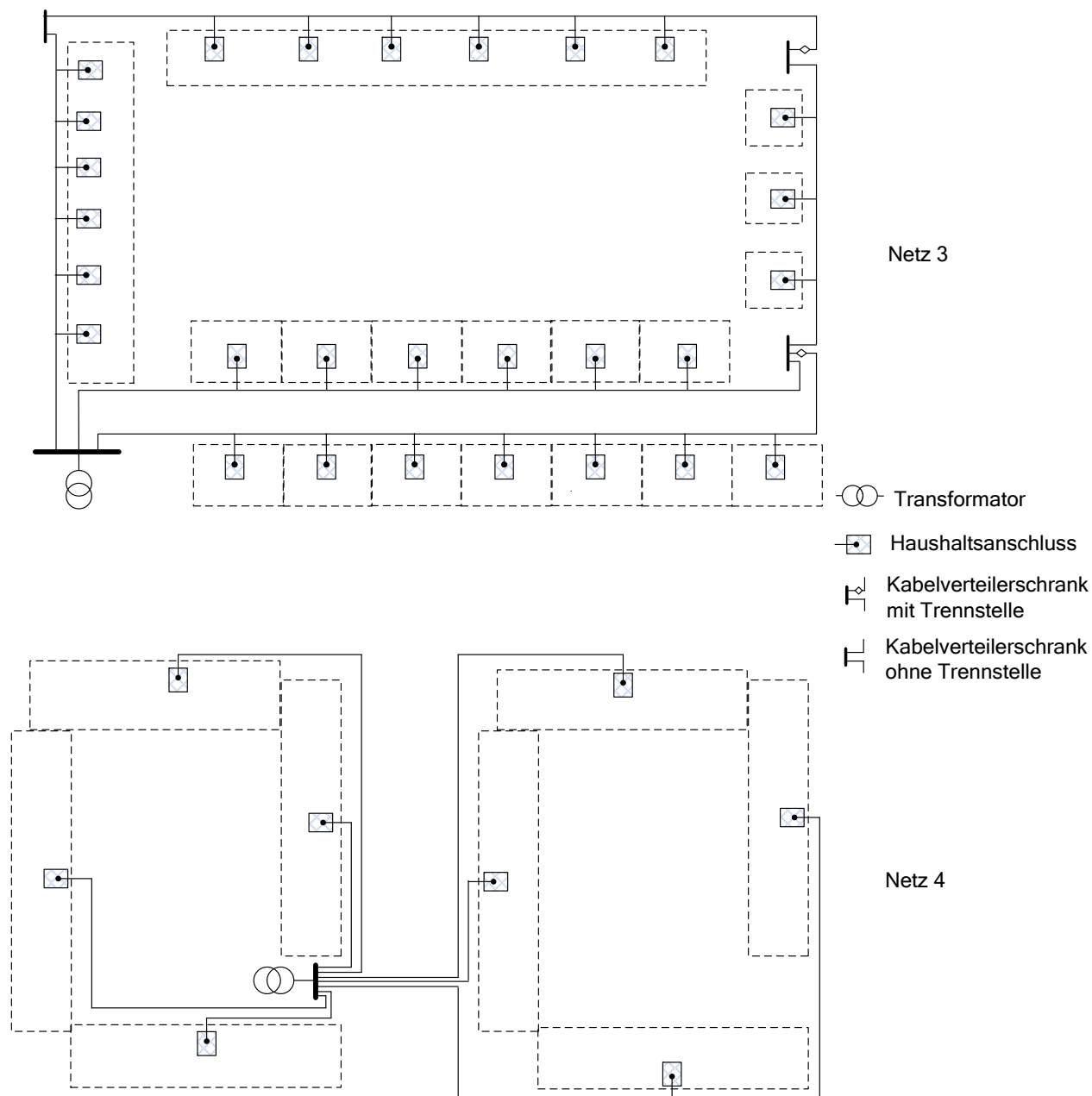


Abb. 4.6: Netzstrukturen von zwei Mehrfamilienhaussiedlungen



In Tab. 4.1 sind die Kenngrößen für die o.g. vier Beispielnetze zusammengefasst.

Kenngröße	Ein- und Zweifamilienhaussiedlung		Mehrfamilienhaussiedlung	
	Netz 1	Netz 2	Netz 3	Netz 4
Trafo-Bemessungsleistung	630 kVA	630 kVA	630 kVA	630 kVA
Leitungen	NAYY 4x150 mm <sup>2</sup>	NAYY 4x150 mm <sup>2</sup>	NAYY 4x150 mm <sup>2</sup> NAYY 4x185 mm <sup>2</sup>	NAYY 4x120 mm <sup>2</sup> NAYY 4x150 mm <sup>2</sup> NAYY 4x185 mm <sup>2</sup>
Anzahl der Abgänge	3	5	3	7
Länge der Netzstrahlabschnitte	< 250 m	< 250 m	<200 m	<200 m
Anzahl der WE je HA / Durchschnitt	1-2 / 1,05	1-2 / 1,14	3-12 / 8,9	40-70 / 55
Abstand benachbarter HA	≈18 m	≈16 m	≈13 m	k.A.

Tab. 4.1: Zusammenfassung der Kenngrößen für die Beispielnetze  
(WE: Wohneinheit, HA: Hausanschluss)

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass in den Netzstationen der städtischen Versorgungsgebiete fast ausschließlich Transformatoren mit einer Bemessungsleistung von 630 kVA eingesetzt werden. In der Ein- und Zweifamilienhaussiedlung wird der Leitungstyp NAYY 4x150 mm<sup>2</sup> bevorzugt eingesetzt. In der Mehrfamilienhaussiedlung werden neben NAYY 4x150 mm<sup>2</sup> noch die Querschnitten von 120 mm<sup>2</sup> und 185 mm<sup>2</sup> entsprechend der Größe der Wohngebäude und damit der Anzahl der Verbraucher eingesetzt.

Die Länge der Netzstrahlabschnitte ist erfahrungsmäßig von den Straßenabschnitten abhängig, da die Leitungen oftmals an den Straßenkreuzungen in einem Kabelverteilerschrank zusammengeführt werden. In den Beispielnetzen beträgt die Länge der Strahlabschnitte in der Ein- und Zweifamilienhaussiedlung weniger als 250 m und in der Mehrfamilienhaussiedlung weniger als 200 m. Dies entspricht der in [1.9] ermittelten Länge der Strahlabschnitte zwischen 200 m und 300 m.

In der Ein- und Zweifamilienhaussiedlung werden 1 oder 2 Wohneinheiten an jeweiligem Hausanschluss angeschlossen, während in der Mehrfamilienhaussiedlung der Anschluss von Wohnblocks zentral erfolgt. Die Anzahl der angeschlossenen Wohneinheiten an einem Hausanschluss hängt überwiegend von der Grundflächengröße und der Etagenanzahl der zu versorgenden Gebäude ab. Bei Netz 4 werden die von einem Netzstrahl versorgten Wohneinheiten über einen gemeinsamen Hausanschluss angeschlossen.

Der Abstand benachbarter Hausanschlüsse stellt die Dichte der Knotenpunkte entlang der Netzstrahlen dar und hängt entsprechend von der Größe der Grundstücke ab. Der mittlere Abstand in der Ein- und Zweifamilienhaussiedlung liegt üblicherweise im Bereich zwischen 15 m und 20 m.

Auf Basis der oben ermittelten Kenngrößen kann das Niederspannungsnetzmodell wie in Abb. 4.7 vereinfacht aufgebaut werden.

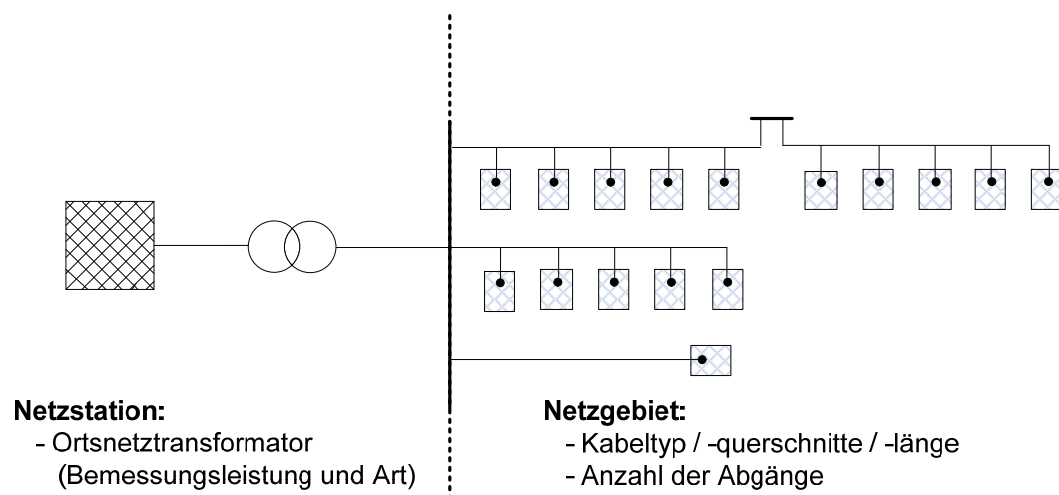


Abb. 4.7: Niederspannungsnetzmodell

## 4.2 Modellierung der Lastgänge

Der Lastgang bezeichnet in der Energietechnik den zeitlichen Verlauf der abgenommenen Leistung über einen gewissen Zeitraum. Daher ist die Analyse der Lastsituation im Niederspannungsnetz für eine Lastflussrechnung nicht vernachlässigbar. Je nach Betrachtungszeitraum wird der Lastgang in Tagesgang, Wochengang oder Jahresgang unterteilt.

In Haushalten kann der Lastgang im Allgemeinen durch die Lebensgewohnheiten der Netznutzer und die verwendeten Hausgeräte beeinflusst werden. Die Hausgeräte sind konventionell Beleuchtungen, Kühlschränke, Elektroherde usw. In dieser Arbeit wird zudem die Last durch Elektrofahrzeuge in der langfristigen Entwicklung berücksichtigt. Das Ladeprofil von Elektrofahrzeugen wird entwickelt und danach dem konventionellen Lastgang überlagert.

### 4.2.1 Standardlastprofil zur Analyse der Lastgänge

Bei Stromkunden mit einem jährlichen Verbrauch von mehr als 100.000 kWh wird der Lastgang mit Hilfe von Lastgangzählern gemessen. Bei Kunden mit einem geringeren Bezug wird ein repräsentatives Standardlastprofil nach VDEW verwendet, welches auf dem Verhalten eines typischen Endverbrauchers basiert, wenn der reale Lastgang nicht zur Verfügung steht [4.8]. In dieser Arbeit wird der Haushaltskunde ausschließlich betrachtet.

Das Standardlastprofil besteht aus einer Reihe von täglichen Lastkurven. Für die charakteristischen Tage (Werktage, Samstage und Sonntage) werden für jede Jahreszeit (Winter, Sommer, Übergangszeit) viertelstündliche Leistungsmittelwerte angegeben. Um die Besonderheiten bestimmter Versorgungsgebiete zu berücksichtigen, werden zudem von Seiten verschiedener EVU's eigene Profile erstellt. Das in dieser Arbeit benutzte Standardlastprofil wurde von den Stadtwerken Cottbus zur Verfügung gestellt und ist daher repräsentativ für die Lastmodellierung in der Stadt Cottbus.

Abgesehen von den o.g. Tagtypen wird das Lastprofil für jeden Tag dynamisiert, um einen weichen Übergang zwischen den Jahreszeiten zu erhalten. Die Werte für Dynamisierungsfaktoren  $F_t$  werden aus Gl. (4.1) ermittelt und schwanken etwa zwischen 1,25 im Winter und 0,75 im Sommer (siehe Abb. 4.8).

$$F_t = -3,92 \cdot 10^{-10} \cdot t^4 + 3,2 \cdot 10^{-7} \cdot t^3 - 7,02 \cdot 10^{-5} \cdot t^2 + 2,1 \cdot 10^{-3} \cdot t + 1,24 \quad (4.1)$$

$F_t$                       Dynamisierungsfaktor

$t$                         Tagesnummer des jeweiligen Tages

Orientiert nach dem Jahreskalender ergibt sich  $t = 1$  am 01. Januar und  $t = 365$  (366) am 31. Dezember [4.8]. In Abb. 4.8 ist ein Kurvenverlauf der Dynamisierungsfaktoren dargestellt.

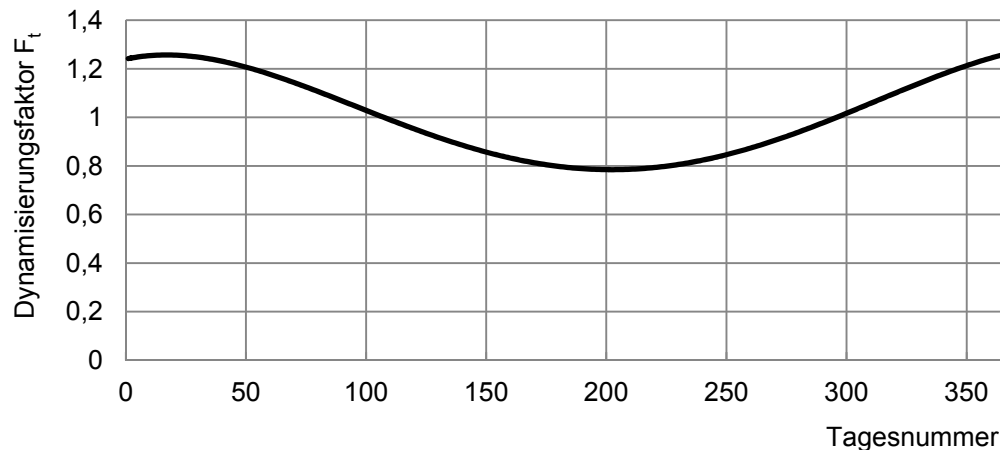


Abb. 4.8: Verlauf der Dynamisierungsfaktoren in Abhängigkeit von der Tagesnummer

Zusätzlich wird das Lastprofil auf einen Stromverbrauch von 1.000 kWh/a normiert. D.h. die Summe der Viertelstundenverbrauchswerte aller Tage eines Jahres ergibt 1000 kWh. Für die Analyse wird der tatsächliche Jahresverbrauch  $W_t$  angenommen. Daraus ergibt sich ein Faktor  $W_t/1000$  für die Umrechnung des normierten Jahresverbrauches, d.h. jeder einzelne Viertelstundewert des normierten Lastprofils ist mit dem Faktor  $W_t/1000$  zu multiplizieren.

Durch die Multiplikation mit  $F_t$  und  $W_t/1000$  ergibt sich der dynamisierte Viertelstundenleistungswert  $P_t$  nach Gl. (4.2).

$$P_t = P_{hh:mm} \cdot F_t \cdot \frac{W_t}{1000} \quad (4.2)$$

$P_t$                       dynamisierte Viertelstundenleistung

$P_{hh:mm}$               Viertelstundenleistung zum Zeitpunkt hh:mm nach Standardlastprofil

$W_t$                       Jahresenergieverbrauch

Die Höhe des Jahresverbrauches je Haushalt wird wesentlich vom Grad der Technisierung, der Wohnungsfläche und der Anzahl der im Haushalt lebenden Personen [4.9] bestimmt. Der

Grad der Technisierung lässt sich grob in 3 Stufen einteilen:

- Geringer Bedarf: der Strombedarf für Licht und Kleingeräte
- Mittlerer Bedarf: geringer Bedarf und elektrische Energie für Kochen und Warmwasserbereitung
- Hoher Bedarf: Mittlerer Bedarf und elektrische Energie für Elektrospeicherheizung

Nach [4.8] ist das Standardlastprofil für die Kunden mit einer elektrischen Speicherheizung nicht geeignet. In dieser Arbeit wird deshalb der hohe Bedarf von der Betrachtung ausgeschlossen. In [4.9] wurde der Stromverbrauch je Haushalt ohne Elektrospeicherheizung von 11.171 Haushalten ausgewertet. Die Auswertung wurde getrennt nach alten und neuen Bundesländern für Deutschland durchgeführt. Der spezifische Stromverbrauch je Haushalt und je Quadratmeter ist nach den Gebäudearten und der Haushaltsgröße in Tab. 4.2 dargestellt.

		Alte Länder		Neue Länder		Insgesamt	
		kWh/a je		kWh/a je		kWh/a je	
		Haushalt	m <sup>2</sup>	Haushalt	m <sup>2</sup>	Haushalt	m <sup>2</sup>
Siedlungstypen	Einfamilienhaus	4174	31,3	3436	30,2	4063	31,7
	Zweifamilienhaus	3695	32,9	3164	32,3	3624	32,8
	Drei- bis Vierfamilienhaus	2798	32,4	2257	30,5	2721	32,1
	Fünf- bis Zehnfamilienhaus	2396	32,4	1673	27,3	2188	31,2
	Elf- und mehr Familienhaus	2107	30,4	1617	27,4	1938	29,3
	Insgesamt	3358	31,7	2313	29,3	3132	31,3
Personen je Haushalt	1 Person	1901	25,4	1346	23,2	1768	25,0
	2 Personen	3334	30,9	2270	29,2	3090	30,6
	3 Personen	4163	35,0	3138	32,6	3923	34,5
	4 Personen	4563	35,3	3652	32,3	4431	34,9
	5 und mehr Personen	5417	35,8	4573	38,4	5328	36,0
	insgesamt	3358	31,7	2313	29,3	3132	31,3

Tab. 4.2: Spezifischer Stromverbrauch je Haushalt und je Quadratmeter (ohne Elektrospeicherheizung) nach Gebäudearten und Haushaltsgröße bezogen auf ein Jahr [4.9]

Der Stromverbrauch je Haushalt sinkt mit zunehmender Gebäudegröße. In der Ein- und Zweifamilienhaussiedlung beträgt der durchschnittliche Stromverbrauch pro Haushalt zwischen 4.063 und 3.624 kWh/a. In der Mehrfamilienhaussiedlung bewegt sich der Stromverbrauch zwischen 2.721 und 1.938 kWh/a. Der flächenbezogene Stromverbrauch ist im Gegensatz dazu weniger von der Gebäudegröße abhängig.

Der Stromverbrauch je Haushalt ist zudem wesentlich von der Haushaltsgröße abhängig. Dabei nimmt aber der Stromverbrauch je Person mit steigender Haushaltsgröße kontinuierlich ab, zwar von 1.768 auf 1.066 kWh/a (mit 5 und mehr Personen). Bei Haushalten mit 3 Personen beträgt der Stromverbrauch je Haushalt 3.923 kWh/a, welches bei Haushalten mit 2 Personen 3.090 kWh/a beträgt.

Mit den oben ermittelten Kenngrößen der Dynamisierungsfaktoren und dem durchschnittlichen Energieverbrauch je Haushalt nach Tab. 4.2 wird der Lastgang von Einzelhaushalten modelliert. In Abb. 4.9 sind die Ganglinien eines Einfamilienhauses mit einem durchschnittlichen Jahresstromverbrauch von 4.063 kWh/a dargestellt.

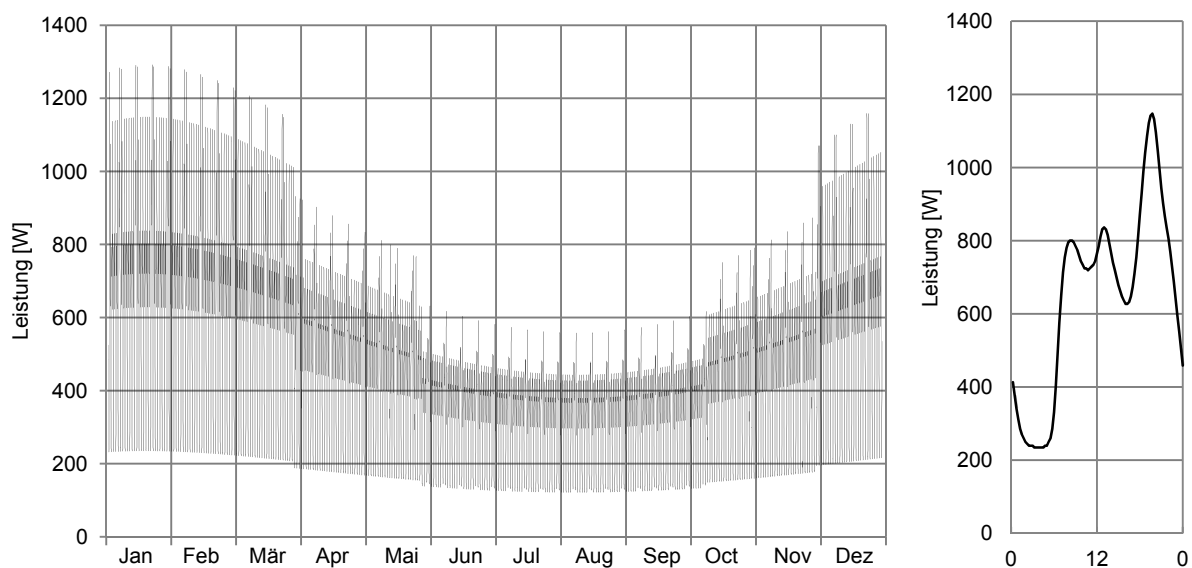


Abb. 4.9: Jahres- und ausgewählte Tagesganglinie eines Haushaltes mit einem Jahresstromverbrauch von 4.063 kWh/a

Der Nachteil einer derartigen Modellierung unter Verwendung des Standardlastprofils liegt darin, dass die von den Verbrauchern bezogenen Blindleistung nicht mit erhalten ist. In Abb. 4.10 sind die realen Tagesgänge der Wirk- und der Blindleistung in Cottbus dargestellt.

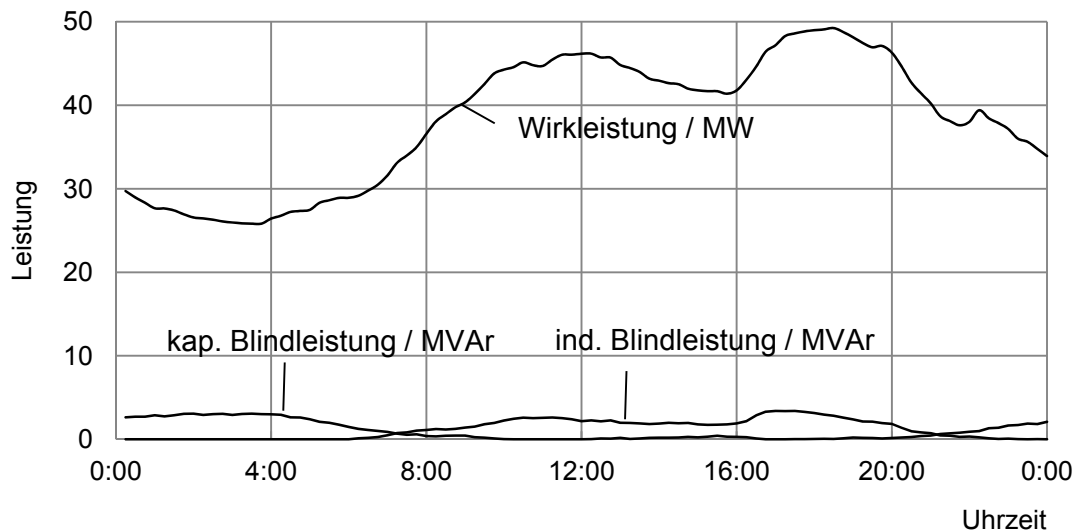


Abb. 4.10: Beispiel für Tagesgang der Wirk- und Blindleistung in Cottbus [4.10]

Zur Modellierung des Blindleistungsbezuges in Haushalten liegen bisher keine Angaben vor. Der Blindleistungsbezug wird wesentlich von der Verbraucherstruktur in den Haushalten bestimmt. In Niederspannungsnetzen tritt aufgrund der Leitungsinduktivität und vieler induktiver Verbraucher oft ein induktiver Blindleistungsbezug auf. In Abb. 4.11 ist die Verbraucherstruktur in Haushalten mit ihren jeweiligen typischen Leistungsfaktoren dargestellt.

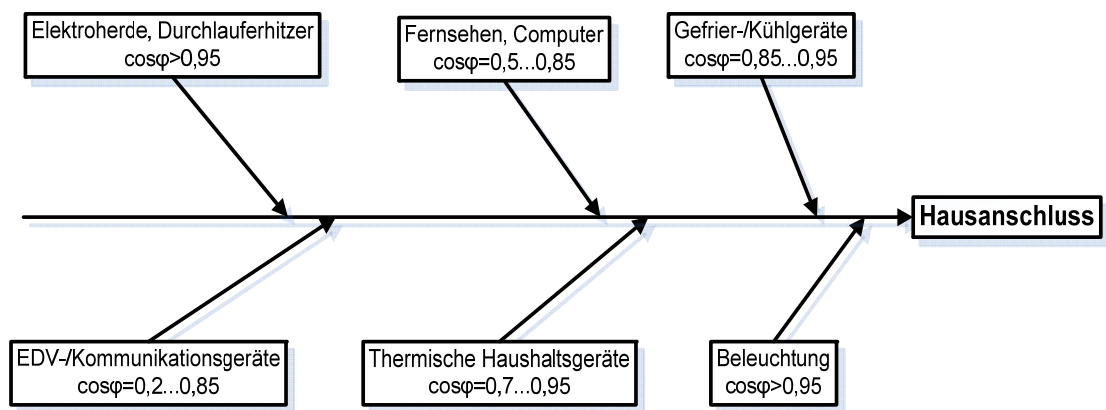


Abb. 4.11: Verbraucherstruktur in Haushalten [1.9]

Nach Abb. 4.11 wird zur Modellierung der Lastgänge ein induktiver Leistungsfaktor von 0,9 angenommen, obwohl der Wert von 0,9 tagelang kaum einzuhalten ist. Unter Verwendung des Standardlastprofils und des Leistungsfaktors von 0,9 ist ein Lastgang mit Wirk- und Blindleistung eines Einfamilienhauses in Abb. 4.12 dargestellt.

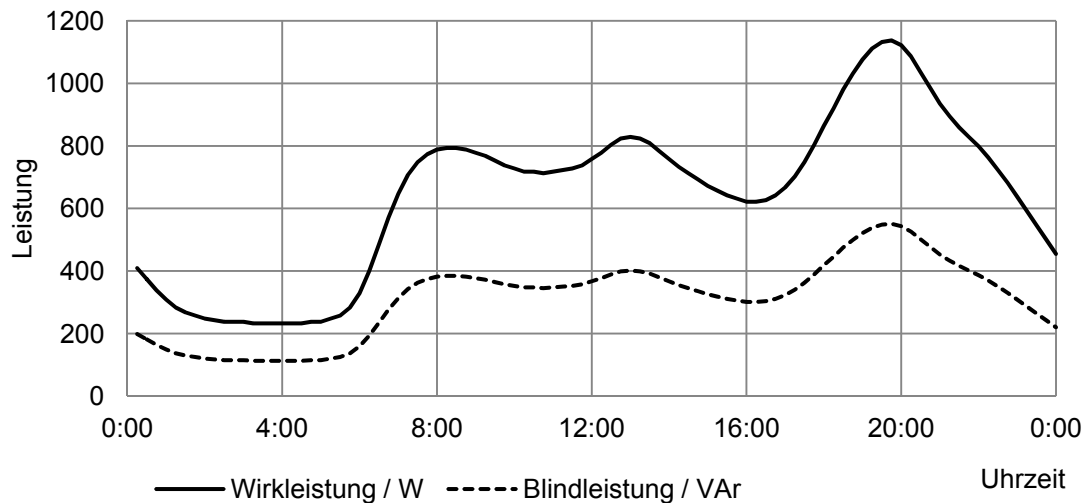


Abb. 4.12: Lastgang eines Haushaltes mit Wirk- und Blindleistung (eigene Darstellung nach Standardlastprofil)

## 4.2.2 Lastgänge von Elektrofahrzeugen

In dieser Arbeit steht der Einsatz von Elektrofahrzeugen im Mittelpunkt. Derzeit ist die Anzahl an Elektrofahrzeugen sehr gering, sogar bis zum Jahr 2020 wird auch keine nennenswerte Belastung der Elektrofahrzeuge anhand der Prognosen in Abschnitt 3.3 auftreten. Zur langfristigen Betrachtung ist in der Untersuchung davon auszugehen, dass diese Elektrofahrzeuge einen angemessenen Anteil auf den Straßen ausmachen. Dazu ist es erforderlich, den zu erwartenden Ladelastgang der Elektrofahrzeuge zu ermitteln. Der Ladelastgang ist entscheidend von Ladeinfrastruktur, Fahrverhalten und Nutzerverhalten abhängig. In Abb. 4.13 sind die Einflussfaktoren für die Ermittlung der Ladelastgänge der Elektrofahrzeuge dargestellt.

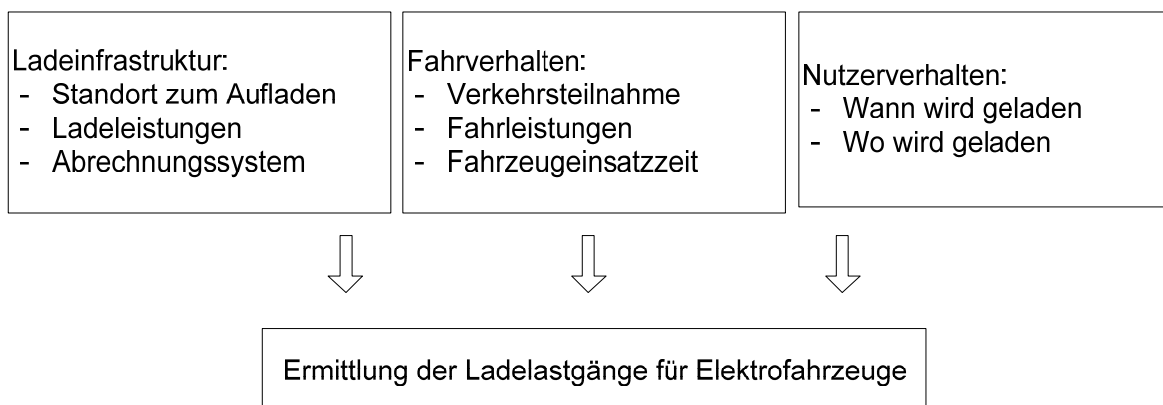


Abb. 4.13: Einflussfaktoren zur Ermittlung der Ladelastgänge für Elektrofahrzeuge



Eine umfassende Markteinführung von Elektrofahrzeugen erfordert eine effiziente und wirtschaftliche Ladeinfrastruktur. Das Ziel ist, die Elektrofahrzeuge innerhalb möglichst kurzer Zeit und an günstigen Ladeorten aufzuladen. Die Ladeinfrastruktur soll den Fahrgegewohnheiten der Nutzer entsprechen. Das Aufladen kann zu Hause, am Arbeitsort, auf Parkplätzen oder an Straßenrändern erfolgen.

Aufgrund der hohen Investitionen in Netze, Batterien und Ladegeräte sind Schnellladesysteme sehr aufwändig. Das Elektrofahrzeug lohnt sich vor allem für Kleinwagen vom Wohnort zum Arbeitsort und zurück und für die täglichen Fahrten im näheren Umkreis wie zum Einkaufen. Deshalb ist es für den Aufbau einer Ladeinfrastruktur entscheidend, wo die Fahrzeuge zwischen den einzelnen Fahrten geparkt werden und wie lange sie dort stehen und geladen werden können. In der Anfangsphase der Marktentwicklung von Elektrofahrzeugen wird der Schwerpunkt auf den Aufbau von Heim- und Arbeitsplatzladestationen gelegt.

Das Aufladen am Hausanschluss stellt zunächst die häufigste und wirtschaftlichste Lademöglichkeit dar. Die bereits vorhandenen Anschlussmöglichkeiten in Haushalten wurden in Tab. 3.2 erklärt. Eine Ladeleistung von 3,7 kW bei einem Strom von 16 A an einer Haushaltssteckdose ist theoretisch möglich, womit eine Vollladung für einen Kleinwagen mit z.B. einer Kapazität von 20 kWh mehrere Stunden dauern würde, was aber über Nacht ein Standardfall ist. An Starkstromanschlüssen (dreiphasig, 16 A oder 32 A) können die Ladeleistungen bis zu 11 kW bzw. 22 kW bezogen werden.

Das Aufladen zu Hause bietet einen großen Vorteil für die Eingliederung der Elektrofahrzeuge in das Netz. Allerdings ist das Konzept nur geeignet für das Aufladen in den Eigenheimsiedlungen, wo das Fahrzeug in den meisten Fällen am privaten Stellplatz aufgeladen wird. In den Mehrfamilienhaussiedlungen werden die Fahrzeuge normalerweise im öffentlichen oder halböffentlichen Raum wie am Straßenrand oder Parkplatz abgestellt, wo jedoch die Ladeanschlüsse und die entsprechenden Abrechnungskonzepte bislang nicht vorliegen.

Der Aufbau der öffentlichen Ladestationen ist mit hohen Investitionen verbunden. Um die Nachhaltigkeit derartiger Ladeinfrastruktur sicherzustellen, werden frühzeitige Vereinheitlichung und Standardisierung der Ladesysteme erfordert. Gegenüber dem Aufladen am Hausanschluss lässt sich an Ladesäulen eine Ladeleistung von 44 kW (dreiphasig, 63 A) realisieren. Damit ist eine Ladezeit von etwa 30 Minuten für einen Kleinwagen möglich.

Eine Alternative zum oben beschriebenen konduktiven Aufladen an Steckdosen stellt die kabellose Energieübertragung dar. Dies wird als induktives Aufladen bezeichnet. Diese Technik bietet eine kundenfreundliche Lösung, da kein Ladekabel benötigt wird und die Fahrzeuge einfach eingeparkt und geladen werden können [4.11]. Nachteilig auswirken kann sich eine nicht optimale Anpassung von Sender und Empfänger zueinander, da hierdurch ein geringerer Wirkungsgrad erzielt wird. Außerdem ist die Problematik der magnetischen Streufelder zu beachten. In dieser Arbeit wird diese Ladetechnik jedoch nicht betrachtet.

Zum Aufbau der Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum wird zudem ein Abrechnungssystem benötigt, das eine einfache und möglichst fahrzeugbezogene Abrechnung erlaubt. Um eine bargeldlose, automatisierte Abrechnung des bezogenen Ladestromes zu ermöglichen, ist eine Kommunikationsverbindung zwischen Fahrzeug und Ladestation notwendig.

In Abb. 4.14 ist ein Lade- und Abrechnungskonzept von RWE dargestellt. Steht die Verbindung, meldet sich das Fahrzeug von selbst an. Die intelligente Ladesteuerung der Ladesäule erkennt den Kunden und gibt den Ladepunkt frei. Die genaue Verbrauchsmessung erfolgt automatisch. Ist der Ladevorgang abgeschlossen, wird die geladene Energiemenge an das RWE Kundencenter weitergeleitet. Die Rechnung erhalten die Kunden z.B. quartalsweise per Post [4.12].



Abb. 4.14: Lade- und Abrechnungsstruktur [4.12]

Das Fahrverhalten bezieht sich auf die Merkmale des täglichen Fahrzeugeinsatzes auf den Straßen. Von entscheidender Bedeutung sind die folgenden Kennwerte:

- Verkehrsteilnahme
- Fahrzeugfahrleistung
- Fahrzeugeinsatzzeit

Da die Untersuchungen für Wohngebiete in der Stadt durchgeführt werden, werden als Fahrzeuge nur die PKW's privater Halter betrachtet. Die Ermittlung der o.g. Kennwerte beruht auf den Daten der Studie „Mobilität in Deutschland“ aus dem Jahre 2002 (MiD 2002) [4.13].

Die Verkehrsteilnahme bedeutet den Anteil der mobilen Fahrzeuge an einem Tag. Der Anteil ist üblicherweise abhängig von den einzelnen Wochentagen. Auch an den Feiertagen und in den Schulferien variiert der Anteil der gefahrenen Fahrzeuge sehr stark. Tab. 4.3 zeigt die Anteile der mobilen Fahrzeuge privater Halter aufgeschlüsselt nach Wochentagen.

Anteil mobiler Fahrzeuge pro Tag [%]						
Montag	Dienstag	Mittwoch	Donnerstag	Freitag	Samstag	Sonntag
69,6	63.2	75.6	66,0	74,4	53,7	40,4
70,1					46,5	
62,5						

Tab. 4.3: Anteil der mobilen Fahrzeuge pro Tag [1.13]

Die Fahrleistung eines Fahrzeuges bedeutet die zurückgelegte Strecke innerhalb eines definierten Zeitraums und stellt den wichtigsten Einflussfaktor dar, da sie eng mit der Entladung der Batterie verbunden ist. In Abb. 4.15 ist die Verteilung der täglich zurückgelegten Wegstrecke nach den Daten in [4.13] dargestellt.

Wird das Fahrzeug ausschließlich vom Wohnort zum Arbeitsort und zurück sowie für kleine Fahrten wie zum Einkaufen im städtischen Bereich benutzt, ist die tägliche Fahrleistung stark vom Umkreis der Stadt abhängig. In der Mittelgroßstadt am Beispiel der Stadt Cottbus mit einer Abmessung von 15,6 km in Ost-West-Richtung und 19,2 km in Nord-Süd-Richtung beträgt die Fahrleistung normalerweise nicht mehr als 25 km. Auf eine Megastadt wie Berlin ist dieser Wert aber nicht übertragbar. Die Fahrstrecke kann sich in derartigen Städten bis hin zu 50 km verdoppeln.

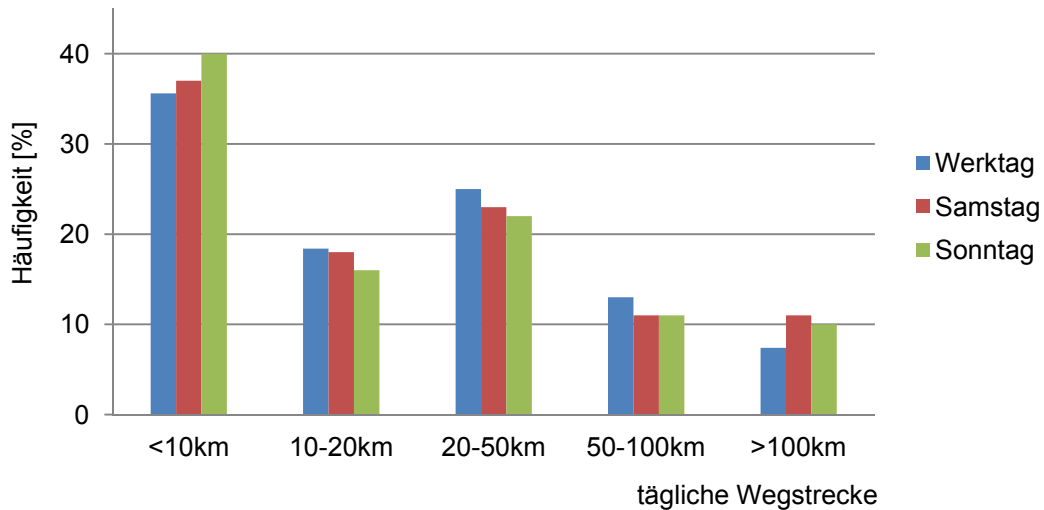


Abb. 4.15: Verteilung der täglich zurückgelegten Wegstrecke des Fahrzeuges

Bei der Fahrzeugeinsatzzeit ist die erste und letzte Tagesfahrt von großer Bedeutung, da die Elektrofahrzeuge meistens am Arbeitsort nach der ersten Fahrt und am heimischen Hausanschluss nach der letzten Fahrt aufgeladen werden. In dieser Arbeit wird angenommen, dass die Elektrofahrzeuge zu Beginn der ersten Fahrt am Tag vollgeladen sind und nach dem Ende der letzten Fahrt unmittelbar am heimischen Hausanschluss oder an öffentlichen Ladestationen im näheren Umkreis des Wohnortes wieder geladen werden. In Abb. 4.16 ist die modifizierte Verteilung der Ankunftszeiten der letzten Fahrten aus [1.13] dargestellt. An den Wochentagen ist eine deutliche Spitze in den Nachmittags- und Abendstunden ab 16 Uhr zu erkennen. Am Wochenende ist diese Spitze nicht ausgeprägt.

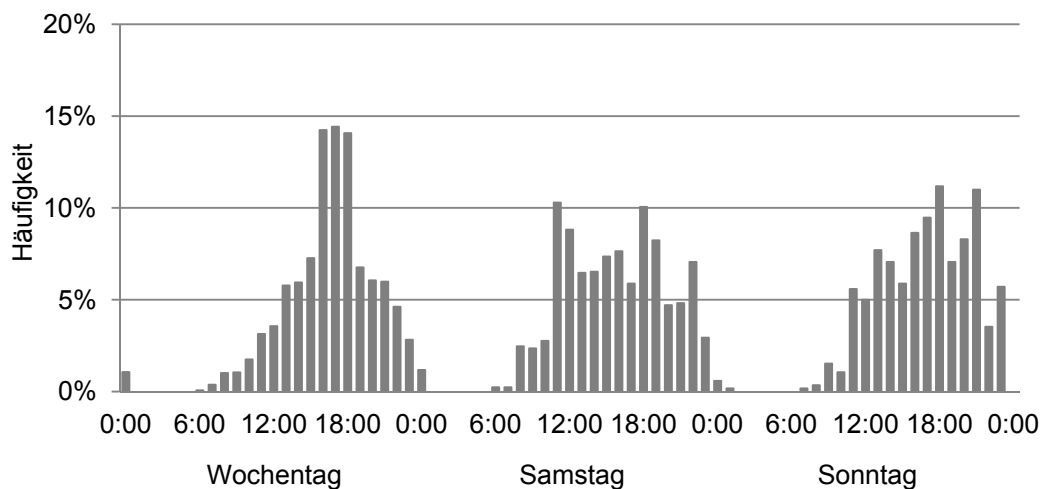


Abb. 4.16: Verteilung der Ankunftszeiten der letzten Fahrten (nach [1.13])

Auf Basis der oben genannten Kennwerte ist die Vorgehensweise zur Ermittlung der Ladelastgänge von Elektrofahrzeugen in Abb. 4.17 dargestellt.

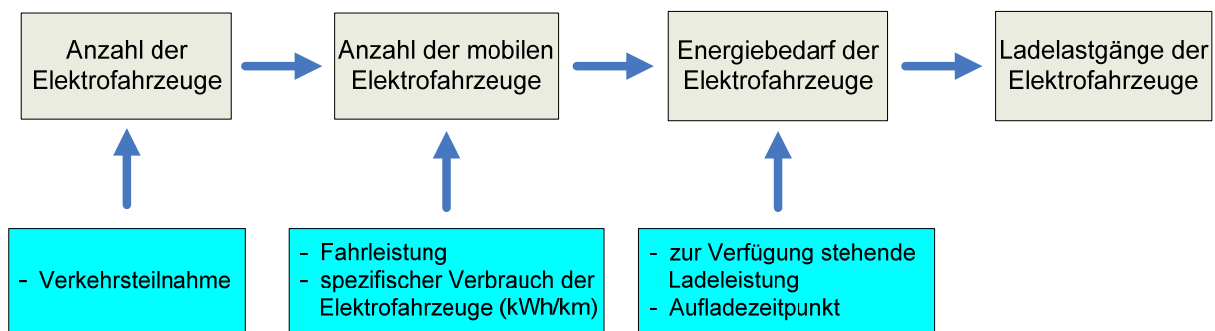


Abb. 4.17: Vorgehensweise zur Ermittlung der Ladelastgänge von Elektrofahrzeugen

Dazu sind noch weitere Grundannahmen erforderlich. Der spezifische Energiebedarf liegt bei (9-28) kWh/100km, wobei die Kleinfahrzeuge im Bereich von (9-15) kWh/100km liegen [4.14]. In dieser Arbeit wird ein durchschnittlicher Wert von 15 kWh/100km angenommen. Für die Stromversorgung der Elektrofahrzeuge aus dem öffentlichen Netz wird im Folgenden eine tägliche mittlere Fahrstrecke je Elektrofahrzeug von 25 km bzw. 50 km und ein damit verbundener täglicher Energiebedarf von 3,75 kWh bzw. 7,5 kWh angenommen. Eine konstante Ladeleistung von 3,7 kW wird zum Aufladen der Elektrofahrzeuge verwendet.

Die Elektrofahrzeuge werden nach dem Ende der letzten Fahrt am Tag unmittelbar an einer Ladestation angeschlossen. Das bedeutet, dass eine Ladung stattfindet, sobald das Fahrzeug an das Netz angeschlossen ist. Bei vollständig geladener Batterie endet das Laden. Unter Annahme davon, dass alle Fahrzeuge in Cottbus durch Elektrofahrzeuge ersetzt werden, wird die Gesamtlastkurve der Elektrofahrzeuge anhand der Vorgehensweise ermittelt und in Abb. 4.18 dargestellt. Die zugelassene Anzahl der Fahrzeuge in Cottbus beträgt 49.455 bis Ende Februar 2011 nach der Stadtverwaltung Cottbus [4.15].

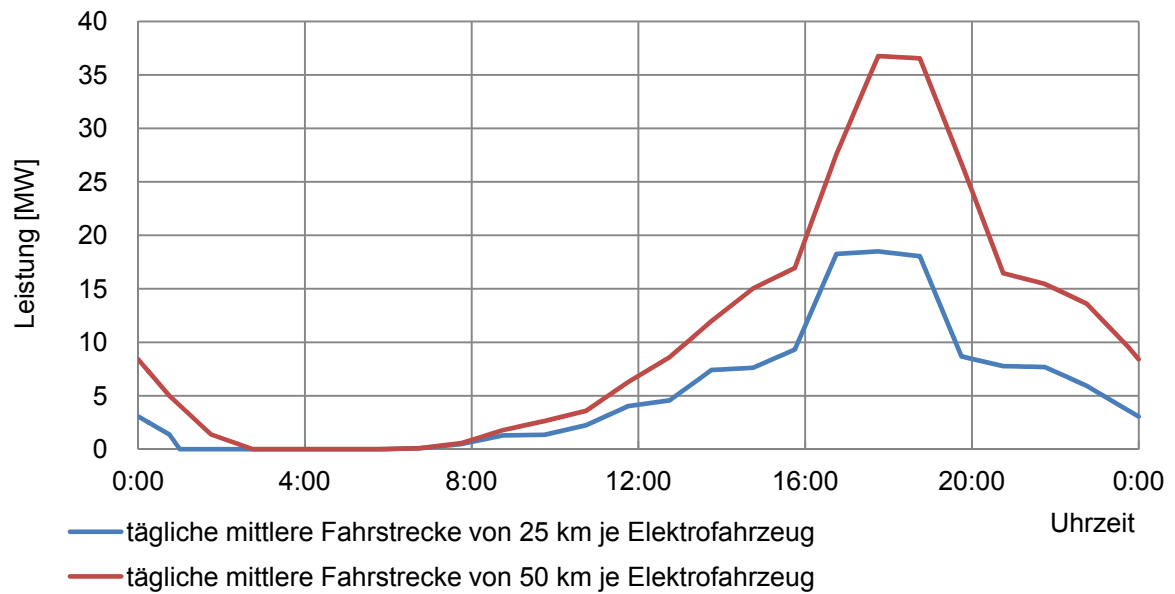


Abb. 4.18: Gesamtlastkurve der Elektrofahrzeuge im Wochentagesverlauf in Cottbus

Der Lastgang weist eine maximale Gesamtleistung von ca. 18,5 MW zwischen 17:00 und 18:00 Uhr bei der mittleren Fahrstrecke von 25 km auf, während eine Ladeleistung von 36,8 MW bei der Fahrstrecke von 50 km auftritt. In Abb. 4.19 werden die Ladelastverläufe einem täglichen Lastgang im Winter überlagert.

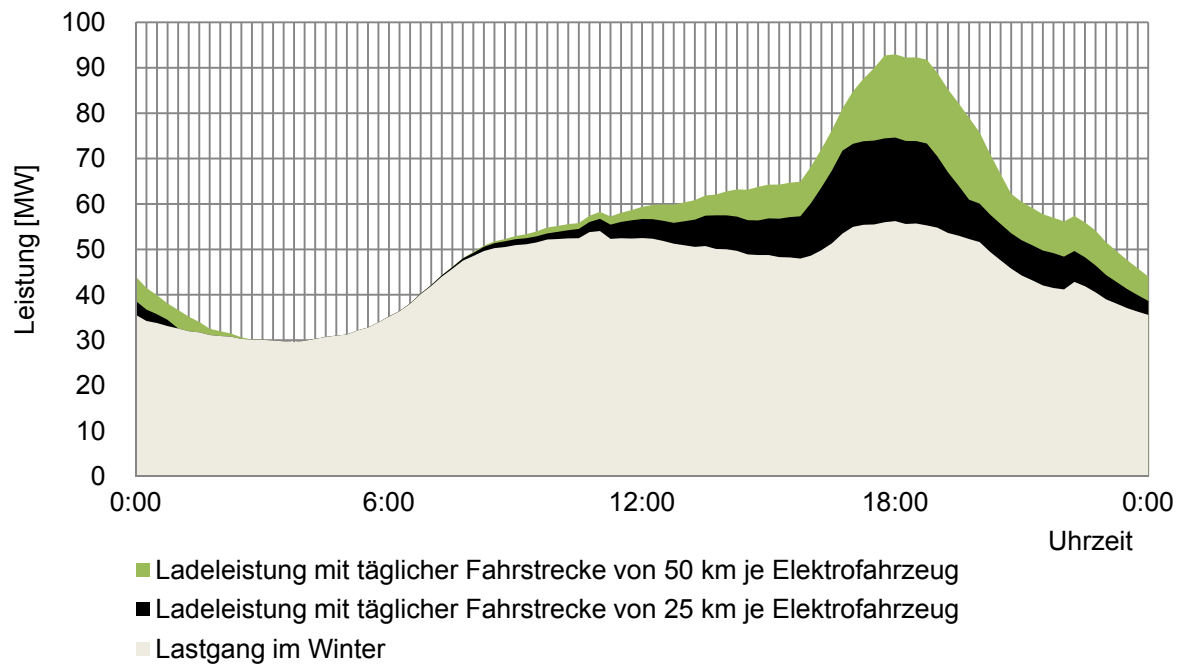


Abb. 4.19: Überlagerung eines täglichen Lastganges in Cottbus mit den Ladelastgängen von Elektrofahrzeugen

Wird eine typische Fahrstrecke von weniger als 25 km in der Mittelgroßstadt betrachtet, erscheint diese Erhöhung von 18,5 MW für die heutige Energieversorgung der öffentlichen Netze als kritisch. In Zukunft muss mit einem höheren Leistungsbedarf der Elektrofahrzeuge gerechnet werden, wenn von einer höheren Ladeleistung ausgegangen wird. Damit kann die Lastspitze weiter erhöhen und eine Überlastung der Niederspannungsnetze wäre möglich. In diesem Fall muss das Aufladen der Elektrofahrzeuge gesteuert werden, damit die Aufladung zu Schwachlastzeiten geschehen kann.

## 4.3 Modellierung der Photovoltaikeinspeisung

### 4.3.1 Globalstrahlung

Grundlagen für die Modellierung der Photovoltaikeinspeisung sind die Globalstrahlungsdaten für den Standort ( $51^{\circ}46'N$ ,  $14^{\circ}19'E$ ) in Cottbus. Die Daten wurden in 2008 auf eine horizontale Fläche mit einer zeitlichen Auflösung von 10 min gemessen und werden für den Vergleich mit der Last in eine Auflösung von 15 min umgerechnet. Die Ermittlung der Einstrahlung auf eine Dachfläche mit beliebiger Dachneigung und Dachausrichtung wurde im Abschnitt 2.2 angegeben.

Darüber hinaus wird die Globalstrahlung auf der Erdoberfläche wesentlich durch die Bewölkungssituation geprägt. Abb. 4.20 zeigt die Verläufe der umgerechneten Einstrahlungen auf eine geneigte Fläche mit einer Südorientierung und einer Neigung von  $35^{\circ}$ . Die Unterschiede der einzelnen Tagesgänge sind deutlich erkennbar. Während am 2. Juni 2008 fast keine Fluktuation auftrat, war am 3. Juni starke Fluktuation der Globalstrahlung messbar.

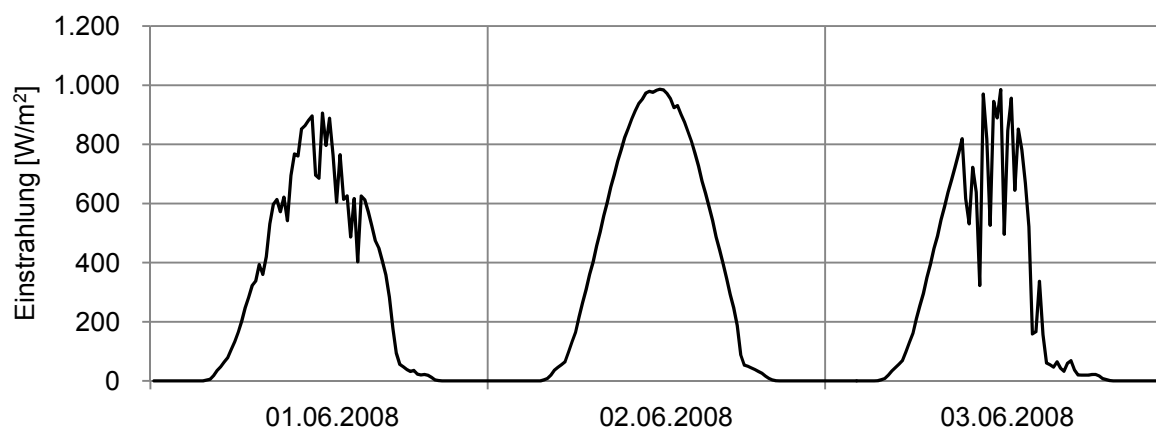


Abb. 4.20: Tagesgänge der Einstrahlung für Cottbus vom 1. bis 3. Juni 2008

### 4.3.2 Modellstruktur von Photovoltaikanlagen

Zur Netzkopplung der Photovoltaikanlagen müssen Wechselrichter und Photovoltaikmodul mit Leistungs-, Spannungs- und Stromwerten aufeinander abgestimmt sein. Die Wechselrichter haben die Aufgabe, den vom Photovoltaikgenerator erzeugten Gleichstrom in netzkonformen Wechselstrom umzuwandeln, damit der Solarstrom in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden kann. Die Netzanbindung kann entweder mit Zentralwechselrichtern oder mit mehreren Wechselrichtern (Modul-Wechselrichter bzw. String-Wechselrichter) erfolgen [4.16].

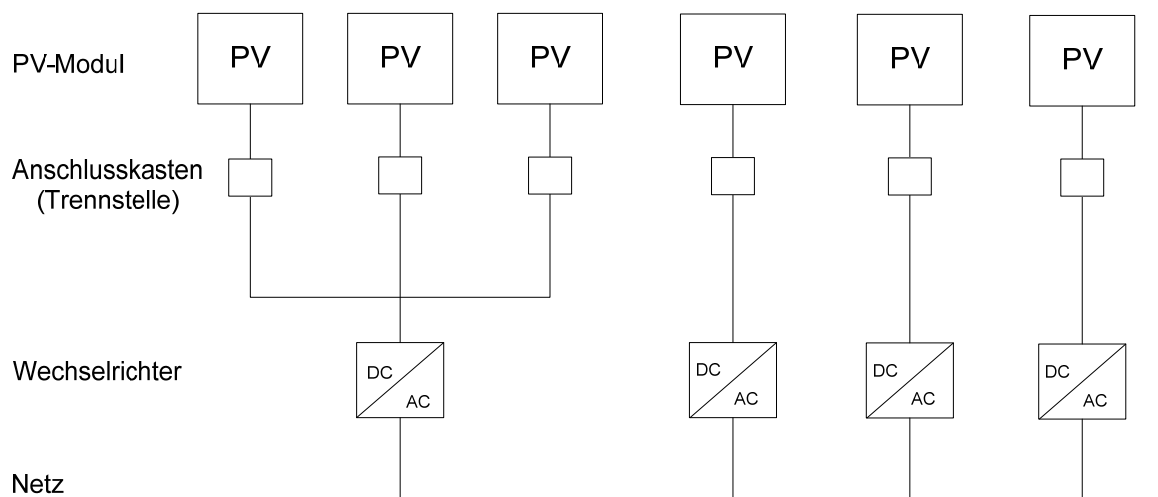


Abb. 4.21: Netzanbindung der Photovoltaikmodule durch Wechselrichter

Beim Zentralwechselrichter werden alle Module auf einen Wechselrichter verschaltet. Prinzipiell werden die Photovoltaikmodule mit einer Nennleistung bis 5 kWp mit eigenem Wechselrichter verteilt ins Netz angeschlossen, während die Module mit größerer Nennleistung mit einem Zentralwechselrichter verschaltet werden [2.4]. Aus diesem Grund ist die Einspeisung mit einem Zentralwechselrichter für Gebäude mit größeren Dachflächen üblich, besonders in der Mehrfamilienhaussiedlung mit Zeilenbebauung, die über große Flachdächer oder geneigte Dächer mit gleichen Dachausrichtungen verfügen. Mehrere Photovoltaikanlagen, die auf unterschiedlichen Gebäuden in der Eigenheimsiedlung installiert werden, können nicht zusammengefasst an einem Zentralwechselrichter angeschlossen werden.



Die photovoltaischen Einspeisungen sollen auf die drei Phasen des Drehstromsystems möglichst symmetrisch aufgeteilt werden. Der Wechselrichter wandelt den Gleichstrom in einphasigen Wechselstrom mit 230 V Nennspannung bzw. bei größeren Anlagen in Drehstrom mit 400 V Nennspannung um. In dieser Arbeit wird die Symmetrie der Einspeisungen vorausgesetzt.

In Abb. 4.22 ist die Modellstruktur einer Photovoltaikanlage dargestellt. Für heutige Photovoltaikanlagen ist Blindleistung bislang kein Thema. Das Netz sollte nicht mit zusätzlicher Blindleistung belastet werden. Die Blindleistungsregelung findet ausschließlich bei den konventionellen Erzeugern statt. Allerdings kann sich die Lage durch den Ausbau der Photovoltaikanlagen ändern. Im Fall höherer Durchdringung der Photovoltaikanlagen in der Stadt kann die Bereitstellung der Blindleistung vom Wechselrichter dazu beitragen, die Aufnahmefähigkeit für die Netzintegration der Photovoltaikleistung zu vergrößern.

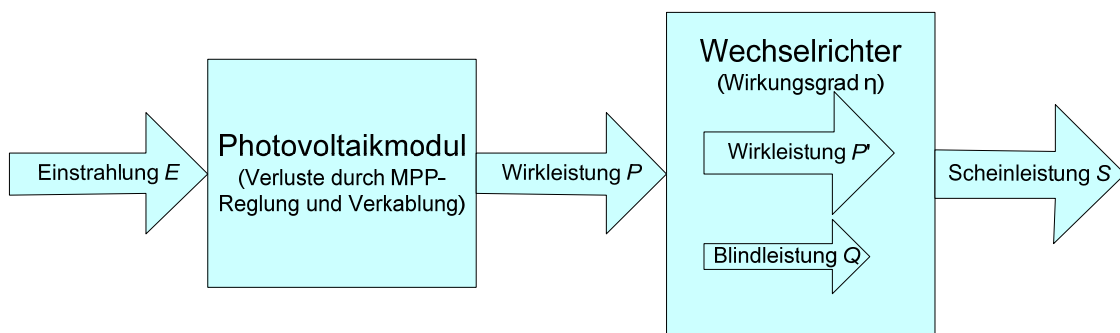


Abb. 4.22: Modellstruktur der Photovoltaikeinspeisung

### 4.3.3 Blindleistungsbereitstellung von Photovoltaikanlagen

Die Aufnahmefähigkeit des Niederspannungsnetzes kann im Falle einer drohenden Überschreitung der maximal zulässigen Spannung durch eine induktive Blindleistungsbereitstellung aller Wechselrichter gesteigert werden. Für die Blindleistungsbereitstellung von Photovoltaikanlagen können entweder eine Leistungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie  $\cos\varphi$  ( $P$ ) oder ein konstanter Leistungsfaktor  $\cos\varphi$  vom Netzbetreiber vorgegeben werden [4.17].

Eine statische Blindleistungsbereitstellung mit einer festen Vorgabe des Leistungsfaktors  $\cos\varphi$  verhindert zwar in jedem Fall eine Überschreitung des Spannungsbandes, führt aber bei jeder Einspeisung zu Blindleistungsbereitstellung und somit zu erhöhten Verlusten. Ein fester Leistungsfaktor eignet sich für Erzeugungsanlagen, die mit konstanter Leistung einspeisen,

wie BHKW mit direkt an das Netz gekoppeltem Generator. Für Regelungen bei Photovoltaikanlagen ist eine konstante Blindleistungsbereitstellung durch den Wechselrichter nicht zu empfehlen.

Der Leistungsfaktor muss abhängig von Netztopologie, Netzbelastung und Einspeiseleistung ermittelt werden [4.17]. Es ist zu empfehlen, dass der Betrag der Blindleistung stets kleiner oder gleich der Hälfte des Betrages der gerade eingespeisten Wirkleistung ist. Die maximale Scheinleistung, bezogen auf die Wirkleistung, ist dann 1,11 p.u. [4.18]. Aus diesem Grund ist ein Leistungsfaktor von  $\cos\varphi=0,9$  zu verwenden.

Eine  $\cos\varphi(\Delta u)$ -Kennlinie wird in dieser Arbeit entwickelt und ist zur Regelung der Photovoltaikeinspeisung empfehlenswert, da die Wechselrichter die Spannungsänderungen an Hausanschlüssen überwachen und damit die Blindleistung bereitstellen können. Eine typische  $\cos\varphi(\Delta u)$ -Kennlinie ist in Abb. 4.23 dargestellt.

Im Bereich 1 ( $\Delta u=0\dots2\%$ ) liegen die Spannungen unter der Spannungsgrenze, eine induktive Blindleistungsbereitstellung aus dem Wechselrichter ist nicht gefordert. Im Bereich 2 ( $\Delta u=2\dots3\%$ ) soll eine Blindleistungsbereitstellung durch Wechselrichter erfolgen, um einen weiteren Spannungsanstieg und damit ein Überschreiten der Spannungsgrenze zu verhindern. Die Steilheit der Kennlinie ist so ausgelegt, dass bei  $\Delta u=3\%$  der Leistungsfaktor 0,9 beträgt. Da eine weitere Blindleistungsbereitstellung nicht empfehlenswert ist, liegt die Spannungsänderung größer als 3% im Bereich 3. Die Ausschaltung der Anlagen vom Netz ist dann notwendig.

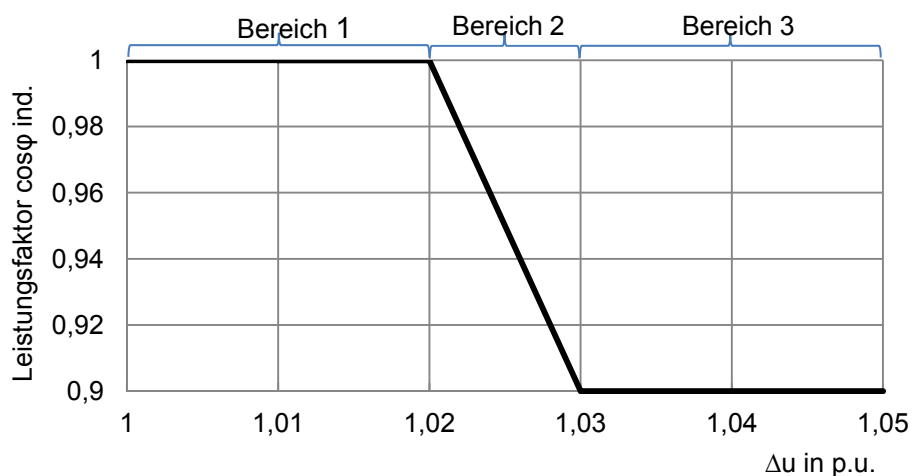


Abb. 4.23: Typische  $\cos\varphi(\Delta u)$ -Kennlinie zur Regelung der Photovoltaikeinspeisung (eigene Darstellung)

Generell muss der Blindleistungsbedarf im Netz gedeckt werden. Dies kann durch folgende zwei Varianten realisiert werden:

- durch die über Ortsnetztransformator bereitgestellte Blindleistung vom Netz bzw.
- durch dezentrale Photovoltaikanlagen

Die Blindleistungsbereitstellung durch dezentrale Photovoltaikanlagen sollte die bessere Variante sein, da der Blindstrom nicht weit entfernt vom Ortsnetztransformator hin zu den Blindleistungsseiten fließen muss. Aus diesem Grund senkt die dezentrale Blindleistungseinspeisung in der Regel die Leistungsverluste im Netz. Allerdings wird in dieser Arbeit die Blindleistung zur Spannungshaltung statt zum Blindleistungsbedarf bereitgestellt. Der Blindstrom kann in diesem Fall zusätzlich zu Leistungsverlusten führen. Die gesamten Leistungsverluste verteilen sich sowohl in Leitungen als auch im Transformator.

### 4.3.4 Dachpotenzial einer einzelnen Wohneinheit

In Kapitel 2 wurde das Dachpotenzial der Stadt Cottbus ermittelt. Dabei wurden die Dachflächen von sowohl Wohnhäusern als auch öffentlichen und gewerblichen Gebäuden betrachtet. Um die mögliche installierbare Photovoltaikleistung pro Wohneinheit in einem Wohngebiet zu ermitteln, muss das durchschnittliche Dachflächenpotenzial der einzelnen Wohneinheit ermittelt werden. Deshalb wird eine weitere Auswertung in dieser Arbeit durchgeführt. Für diese Auswertung werden 300 Ein- und Zweifamilienhäuser und 110 Mehrfamilienhäuser in Cottbus zur Untersuchung ausgewählt. Ein Überblick der vorhandenen Dachfläche pro Wohneinheit ist in Abb. 4.24 dargestellt.

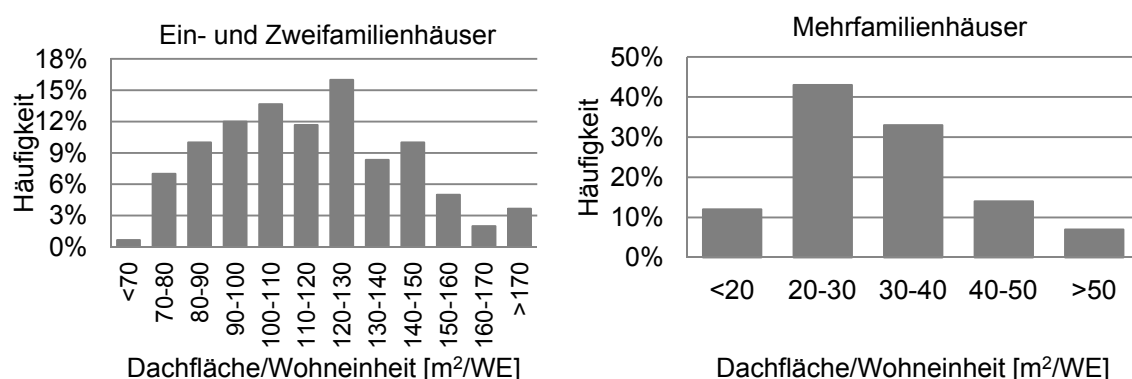


Abb. 4.24: Überblick der vorhandenen Dachfläche pro Wohneinheit für Ein- und Zweifamilienhäuser sowie Mehrfamilienhäuser

In Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen verfügen ca. 80% der Haushalte über eine Dachfläche von (80-150) m<sup>2</sup>. Dies entspricht einer installierbaren Photovoltaikleistung pro Wohneinheit von (6,0-11,25) kWp/WE unter der Annahme, dass der Wirkungsgrad der Solarmodule (monokristalline Solarmodule) 15% beträgt und somit 1 kWp Photovoltaikanlage eine Solarmodulfläche von 6,67 m<sup>2</sup> benötigt. In Mehrfamilienhaussiedlungen sind überwiegend (20-40) m<sup>2</sup> Dachflächen pro Wohneinheit aufgrund mehrerer Wohneinheiten unter einem Dach verfügbar. Daraus ergeben sich etwa (1,5-3,0) kWp/WE in diesen Siedlungstypen.

Zu beachten ist, dass die zu Mehrfamilienhäusern gehörende Gebäudeart der Plattenbauten, die meistens nach den 1950er Jahren gebaut wurden, bundesweit sehr üblich in Vorstädten ist. Sie haben üblicherweise (3-8) Etagen und normalerweise Flachdächer. In Städten der neuen Bundesländer spielt diese Gebäudeart eine besonders große Rolle. Die von der Geschözzahl abhängige Dachfläche pro Wohneinheit ist in Abb. 4.25 dargestellt.

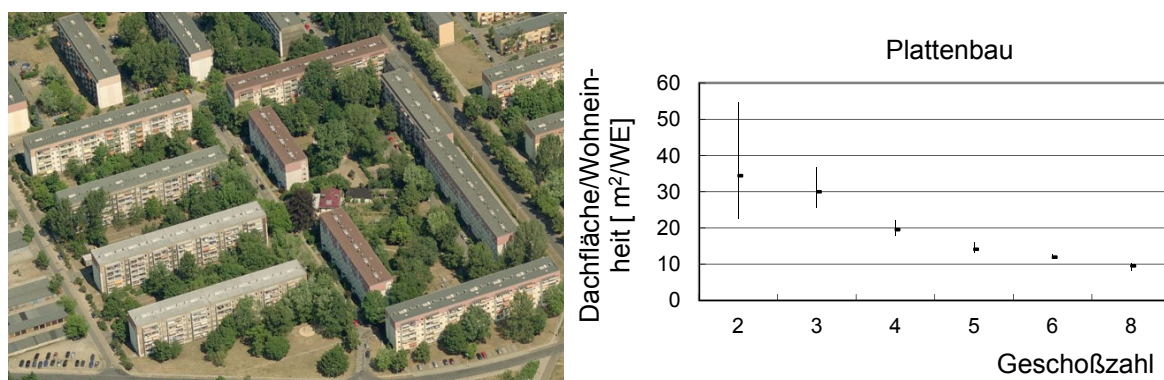


Abb. 4.25: Dachfläche pro Wohneinheit für die Mehrfamilienhäuser (Plattenbauweise)

In Tab. 4.4 ist die mögliche installierbare Photovoltaikleistung nach dem Siedlungstyp zusammengefasst.

Siedlungstyp	installierbare PV-Leistung pro WE / Durchschnitt
Ein- und Zweifamilienhaussiedlung	5-15 kWp / 8,7 kWp
Mehrfamilienhaussiedlung (exkl. Plattenbau)	1,1-5,0 kWp / 2,3 kWp
Plattenbau	0,6-2,0 kWp / 1,1 kWp

Tab. 4.4: Mögliche installierbare Photovoltaikleistung nach dem Siedlungstyp

## 5. Verfahren zur Ermittlung der Auswirkungen auf das Netz

### 5.1 Anforderungen an dezentrale Einspeisungen

Die Photovoltaikanlagen auf den Gebäudedächern werden in unmittelbarer räumlicher Nähe im Hausanschlusskasten mit aufgelegt. Es muss sichergestellt werden, dass die Photovoltaikanlage ohne störende Rückwirkungen betrieben und die Versorgung anderer Verbraucher nicht beeinträchtigt wird. Dazu werden technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz gestellt [4.17, 5.1, 5.2].

Die maximale Aufnahmefähigkeit des Netzes ergibt sich einerseits aus der Belastbarkeit der Betriebsmittel und andererseits den einzuhaltenden Vorschriften und Anforderungen an die Spannungsqualität [5.3]. In diesem Abschnitt werden die durch Photovoltaikeinspeisung hervorgerufenen Netzprobleme hinsichtlich der Netzüberlastung und der Spannungsanhebung dargestellt. Es werden keine Aussagen über Oberschwingungen oder unsymmetrische Einspeisungen getroffen.

#### 5.1.1 Belastbarkeit der Betriebsmittel

Die Netzüberlastung kann in den Betriebsmitteln von Transformatoren und Leitungen auftreten. Bei einer hohen thermischen Belastung aufgrund der Netzüberlastung beginnt eine verstärkte Alterung des Betriebsmittels, welche zu einer Verkürzung der Lebensdauer führt und daher vermieden werden muss.

In Deutschland stellen die Kabelnetze die große Mehrheit der innerstädtischen Niederspannungsnetze dar [4.6]. Die Kabelbelastbarkeit wird vor allem durch den Querschnitt und das Leitermaterial bestimmt. Unter anderem müssen die Verlegungsart, die Umgebungstemperatur und die Netzbetriebsart (Belastungsgrad) berücksichtigt werden [5.4]. Die zulässige übertragbare Leistung  $S_{zul}$  des entsprechenden Kabels im Drehstrombetrieb ergibt sich aus der zulässigen Dauerstrombelastbarkeit  $I_{zul}$ .

$$I_{zul} = f_1 \cdot f_2 \cdot I_r \quad (5.1)$$

$I_{zul}$  zulässige Dauerstrombelastbarkeit

$I_r$  Bemessungsstrom bei den Randbedingungen mit Erdbodentemperatur von 20°C, spezifischem Erdbodenwärmewiderstand von 1,0 K·m/W sowie einem Belastungsgrad von 0,7 (EVU-Last)

$f_1, f_2$  Umrechnungsfaktoren

$$S_{zul} = I_{zul} \cdot 3 \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = \sqrt{3} \cdot I_{zul} \cdot U_n \quad (5.2)$$

$S_{zul}$  zulässige übertragbare Leistung

$U_n$  Nennspannung

In Tab. 5.1 sind die Bemessungsströme von Kabeltypen NAYY und N2X2Y mit unterschiedlichen Querschnitten bei Erdverlegung dargestellt [5.4].

Bemessungsstrom $I_r$ [A]							
Querschnitt [mm <sup>2</sup> ]	50	70	95	120	150	185	240
NAYY 4x...	144	179	215	245	275	313	364
N2X2Y 4x...	206	254	305	348	392	444	517

Tab. 5.1: Bemessungsströme von zwei Kabeltypen mit unterschiedlichen Querschnitten

Abweichende Betriebsbedingungen sind stets mit beiden Umrechnungsfaktoren  $f_1$  und  $f_2$  zu berücksichtigen. Die Umrechnungsfaktoren entsprechend den unterschiedlichen Betriebsbedingungen sind in [5.4] ablesbar. Der Belastungsgrad stellt das Verhältnis der durchschnittlichen Last zum maximalen 15-min-Mittelwert der Tageslast dar. Ist der Tageslastgang gegeben, kann daraus der Belastungsgrad bestimmt werden [5.4, 5.5]. Im Niederspannungsnetz beträgt der Belastungsgrad 0,7 bei der EVU-Last. Diese deutlich unter 1 liegenden Werte führen dazu, dass Leitungen mit höherer maximaler Leistung belastet werden können. Im Falle der dezentralen Einspeisungen wird ein vorhandenes Kabel nicht mehr mit EVU-Last beansprucht, d.h. der Belastungsgrad weicht von 0,7 ab.

In Abb. 5.1 ist die Veränderung des Belastungsgrades durch die Photovoltaikeinspeisung dargestellt. Die blaue Linie zeigt die EVU-Last mit einem Belastungsgrad von 0,7. Wird ein Tagesgang der Photovoltaikeinspeisung der o.g. EVU-Last überlagert, verändert sich der Lastverlauf (braune Linie) mit einem Belastungsgrad von 0,35.

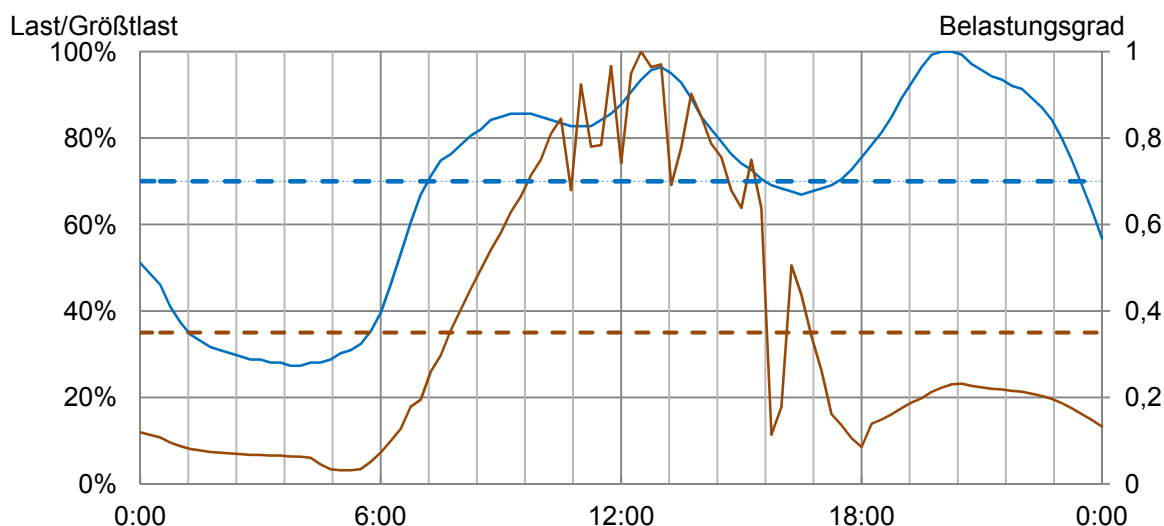


Abb. 5.1: Veränderung des Belastungsgrades der EVU-Last (blau,  $m=0,7$ ) durch Photovoltaikeinspeisung (braun,  $m=0,35$ )

Die zulässige Belastbarkeit  $S_{zul}$  kann nach Gl. (5.1) und Gl. (5.2) ermittelt werden. Werden die Erdbodentemperatur von  $20^{\circ}\text{C}$  und der Erdbodenwärmewiderstand von  $1,0 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$  zur Vereinfachung angenommen, verläuft die Belastbarkeit  $S_{zul}$  (Scheinleistung) von verschiedenen Kabeln nach dem Belastungsgrad wie in Abb. 5.2 dargestellt. Die Belastungsgrade von 0 bis 0,5 treten fast nicht in der konventionellen Energieversorgung auf und stehen in der Literatur zurzeit nicht zur Verfügung. Die Belastbarkeit wird in diesem Bereich durch eine Trendlinie ersetzt.

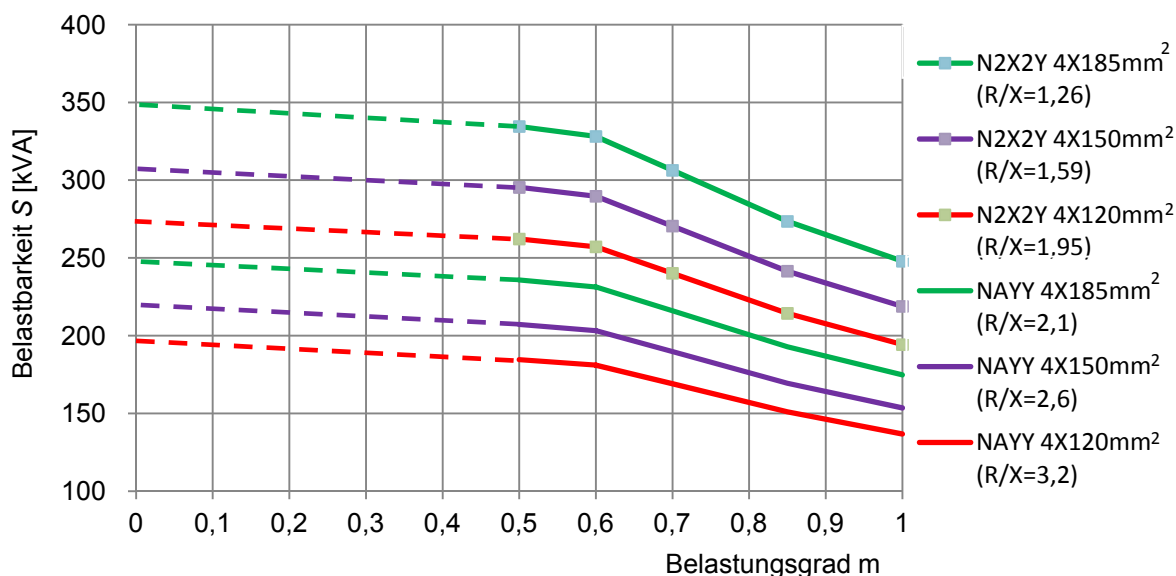


Abb. 5.2: Belastbarkeit von unterschiedlichen Kabeln als Funktion des Belastungsgrades bei Erdverlegung unter Annahme der Erdbodentemperatur von  $20^{\circ}\text{C}$  und des Erdbodenwärmewiderstandes von  $1,0 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$

Unter Berücksichtigung der Photovoltaikeinspeisung und der gleichzeitigen Abnahmeleistung der Verbraucher an den einzelnen Netzanschlüssen wird die saldierte Betriebsleistung  $S_b$  ermittelt. Die zufällige Gleichzeitigkeit der fluktuierenden Leistungen an den Netzanschlüssen kann um ein Vielfaches höher als die Abnahmeleistung der Verbraucher sein. Zur Vermeidung der Netzüberlastung muss die Bedingung  $S_b \leq S_{zul}$  erfüllt werden.

Die Netzbelastbarkeit im Normalbetrieb ergibt sich andererseits aus der Belastbarkeit des Transformators. Ein Betrieb oberhalb der Bemessungsleistung kann kurzzeitig toleriert werden. Die zulässige Überschreitung der Grenzwerte ist von den Umgebungsbedingungen wie der Umgebungstemperatur abhängig.

### 5.1.2 Einhaltung des Spannungsbandes

Im Falle der dezentralen Photovoltaikeinspeisung in das Niederspannungsnetz wird die erzeugte Wirkleistung möglicherweise über den Ortsnetztransformator in die vorgelagerten Mittelspannungsnetze zurückgespeist, wenn die Verbraucherlast von der erzeugten Wirkleistung überschritten wird. Die Spannungsanhebung ist einer der daraus resultierenden Netzprobleme und einer der wesentlichen Kriterien zur Begrenzung der dezentralen Erzeugungen im Niederspannungsnetz.

Um den sicheren Betrieb des Netzes zu gewährleisten, sind Anforderungen an die Spannung vorgeschrieben [5.2]. Das zulässige Spannungsband am Hausanschluss liegt im Bereich  $\pm 10\% U_n$ . In diesem Fall darf die Spannung die obere Toleranzgrenze von 253V nicht überschreiten und die untere Grenze von 207 V nicht unterschreiten (Nennspannung 230 V).

Des Weiteren wird in den VDEW-Richtlinien vorgeschrieben, dass die maximale Spannungsänderung durch alle Eigenerzeugungsanlagen (z.B. Photovoltaikanlagen) im Mittel- und Niederspannungsnetz am ungünstigsten Verknüpfungspunkt auf  $\Delta u \leq 2\%$  begrenzt werden muss [5.1]. Im Jahr 2010 wurde diese Richtlinie überarbeitet. Werden die Einspeiseanlagen nur in der Niederspannungsebene berücksichtigt, kann die Spannungsänderung am ungünstigsten Verknüpfungspunkt auf  $\Delta u \leq 3\%$  angehoben werden [5.3]. In der hier beschriebenen Untersuchung wird das Kriterium „Spannungsanhebung  $\Delta u \leq 3\%$ “ verwendet.



Bei hohen, räumlich verteilten Einspeiseleistungen wird eine Berechnung der Spannungsänderung mit Hilfe der komplexen Lastflussrechnung notwendig. Dafür müssen die Leistungsfaktoren von Einspeisern und Verbrauchern und die R/X-Verhältnisse von Transformator und Leitungen berücksichtigt werden. Aufgrund der unterschiedlichen R/X-Verhältnisse in den einzelnen Teilen müssen die Spannungsänderungen im Niederspannungsnetz und am Ortsnetztransformator komplex addiert werden. Die Spannung an der Oberspannungsseite des Transformators wird zur Untersuchung konstant gehalten.

## 5.2 Aufbau des Berechnungsverfahrens

Sind die Kenngrößen des Netzgebietes zur Modellierung parametrisiert, werden die Berechnungen unter Annahme von symmetrischen Belastungen und Einspeisungen an jedem Hausanschluss durchgeführt. Die in das Netz eingespeiste Leistung ergibt sich aus der Saldierung von Photovoltaikerzeugung und Lastgängen (siehe Abb. 5.5).

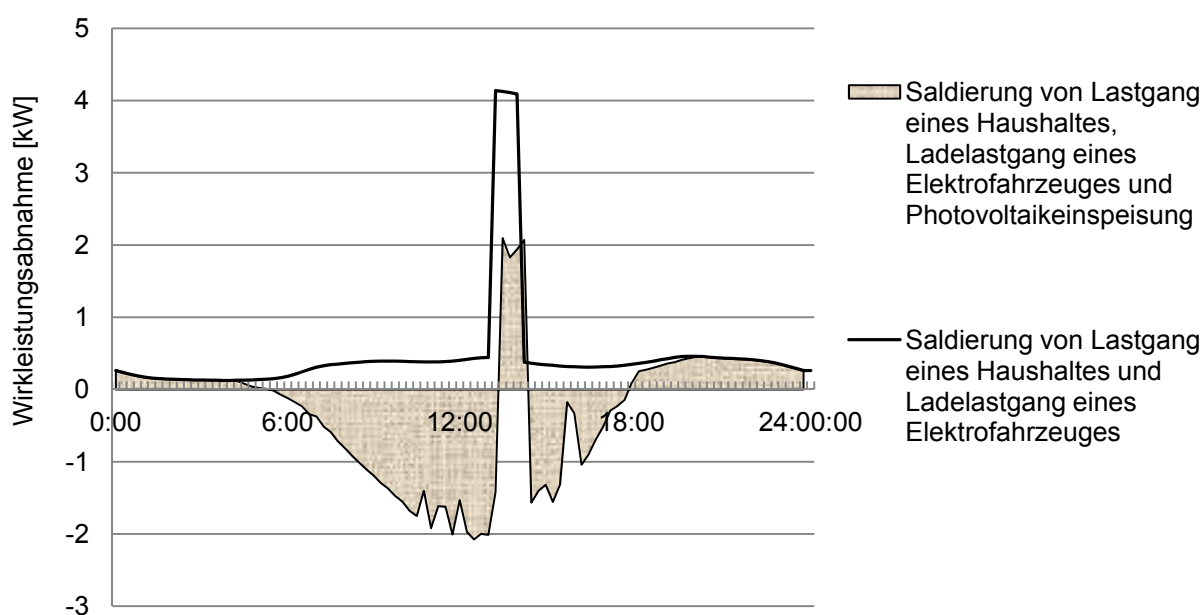


Abb. 5.3: Beispiel der Saldierung von Lastgang eines Haushaltes mit Stromverbrauch von 4063 kWh/a, Ladelastgang eines Elektrofahrzeuges mit Ladeleistung von 3,7 kW zwischen 13:00 und 14:00 und Photovoltaikeinspeisung mit 3 kWp

Um die Netzprobleme hinsichtlich der Netzüberlastung oder der unzulässigen Spannungsanhebung zu vermeiden, muss die installierte Photovoltaikleistung kontrolliert werden. Die Ermittlung der zulässigen installierbaren Photovoltaikleistung je Wohneinheit in einem vorhandenen Netz kann durch folgendes Verfahren in Abb. 5.4 erfolgen.

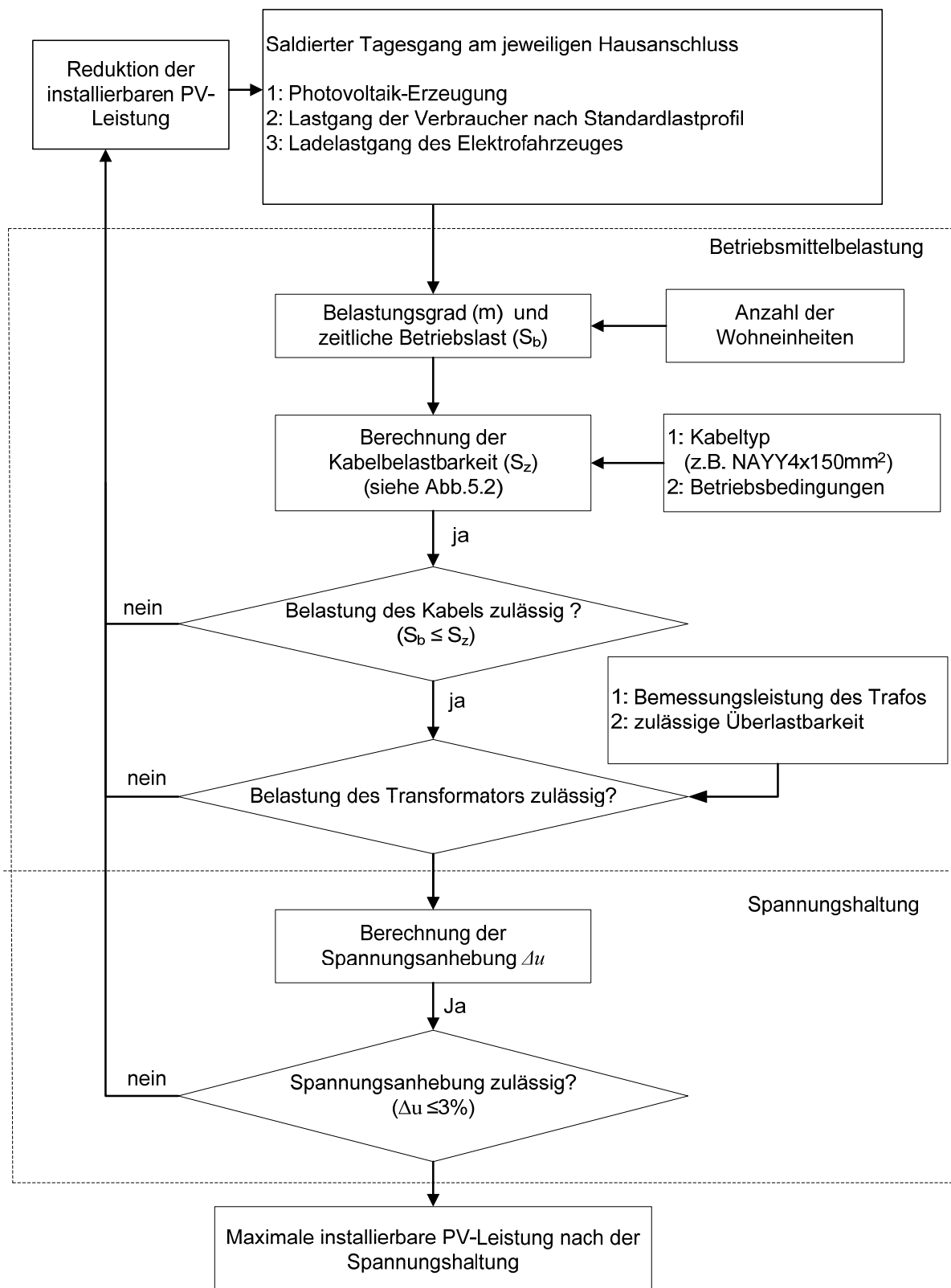


Abb. 5.4: Verfahren zur Ermittlung der zulässigen installierbaren Photovoltaikleistung

Für die Leitungen sind die maximalen Betriebsbelastungen  $S_b$  am nächsten zur Netzstation gelegten Knotenpunkt zu erwarten. Die obere Grenze der Spannungsanhebung ( $\Delta u \leq 3\%$ ) wird mit wachsender Entfernung am weitesten von der Netzstation entfernten Knotenpunkt angenähert, wo die höchste Spannungsänderung erwartet wird. Diese zwei Parameter werden im Wesentlichen zur Analyse verwendet.

Beginnend mit einem Startwert der installierten Photovoltaikleistung wird die maximale Betriebsbelastung  $S_b$  schrittweise erhöht, bis die zulässige Belastung der Leitungen erreicht ist. Die Ermittlung des täglichen Belastungsgrades spielt eine wesentliche Rolle, da der Belastungsgrad nach Abb. 5.2 die Belastbarkeit der Leitungen stark beeinflusst.

Im nächsten Schritt wird die gesamte resultierende Belastung des Transformators durch Saldierung aller verbundenen Leitungsabgänge ermittelt. Ist sie im Vergleich zu der Belastbarkeit des Transformators unzulässig hoch, müssen die Leistungen aller Photovoltaikanlagen gleichmäßig reduziert werden.

Zum Schluss werden die sich ergebenden Knotenspannungen und Spannungsanhebungen berechnet. Werden das Spannungsband von  $\pm 10\%$  oder die zulässige Spannungsanhebung von  $+3\%$  überschritten, muss die Leistung der Photovoltaikanlagen schrittweise bis zur Einhaltung der Spannung reduziert werden.

Im Ergebnis des Berechnungsverfahrens steht die für das untersuchte Netzgebiet zulässige installierbare Leistung an Photovoltaikanlagen.

### 5.3 Simulation in ELEKTRA

ELEKTRA ist eine von KEMA-IEV entwickelte Netzberechnungssoftware für elektrische Energieversorgungsnetze. In ELEKTRA können sich drei phasige Netze abbilden und stationär bzw. dynamisch berechnen lassen [5.6]. Eine dynamische Berechnung mit Ganglinien im Zeitraum von mehreren Stunden bis Jahren ist möglich. In Abb. 5.5 ist ein modelliertes Beispielnetz mit 5 Netzknotenpunkten dargestellt, wobei die Modelle für Last der Haushalte, Last der Elektrofahrzeuge und Photovoltaikeinspeisungen integriert sind.

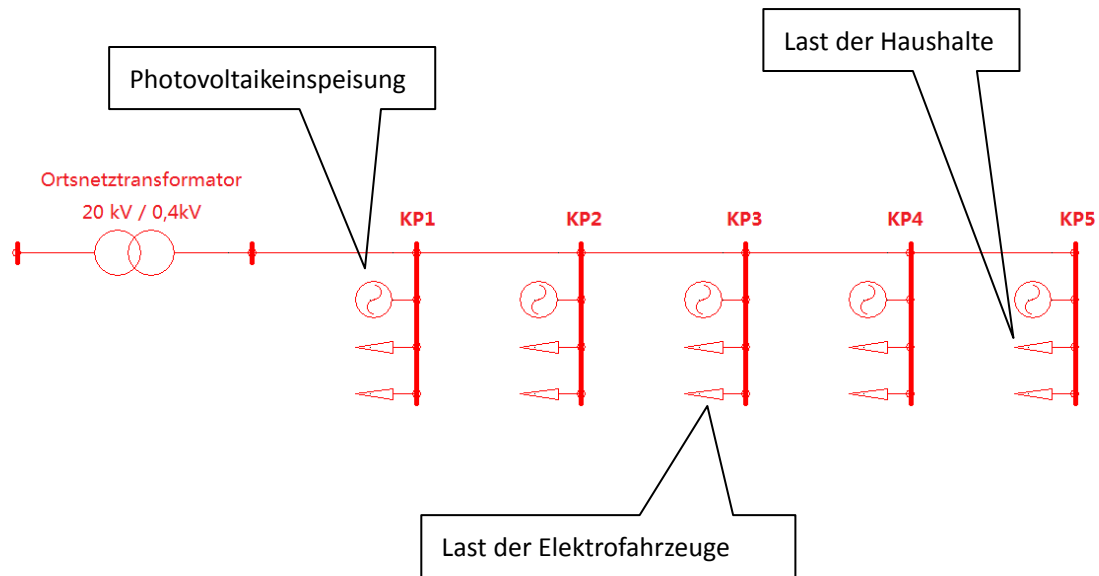


Abb. 5.5: Beispiel einer Stickleitung mit 5 Knotenpunkten in ELEKTRA

Für die Simulationen werden die Parameter der Leitungen (Länge / Wirkwiderstand / Reaktanz / Kapazität) und die Parameter des Transformators (Übersetzungsverhältnis / Bemessungsleistung / Kurzschlussimpedanz / Kupferverluste) eingestellt. Die Ganglinien von Photovoltaikeinspeisungen, Lasten der Haushalte und Elektrofahrzeuge an jeweiligem Netzknotenpunkt werden Jahreslang in das Simulationsnetz integriert. In Abb. 5.6 sind die Lastganglinien (teilweise) in 15 min Auflösung für einen typischen Haushalt mit jährlichem Stromverbrauch von 3923 kWh/a dargestellt. Die Spannung an der Oberspannungsseite des Transformators wird konstant als 20 kV (1.0 p.u.) gehalten.

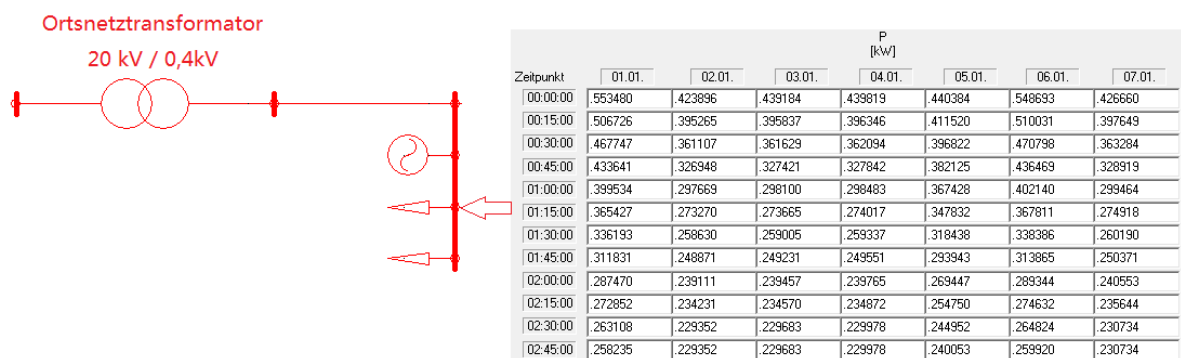


Abb. 5.6: Integration von Lastganglinien eines Haushaltes in ELEKTRA

## 6. Anwendung des Verfahrens bei Referenznetzen

Zur Plausibilisierung der getroffenen Aussagen werden Simulationen in typischen Referenznetzen, wie sie in Vorstädten und Innenstadtbereichen auftreten, durchgeführt. Die nötigen Daten für die Einflussfaktoren werden nach Tab. 4.1 parametrisiert. Die Simulationen erfolgen jeweils in Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen und Mehrfamilienhaussiedlungen.

Da eine hundertprozentige Durchdringung von Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen in der näheren Zukunft nicht realisiert wird, werden folgende drei Szenarien für die Ermittlung der Auswirkungen auf das Netz betrachtet:

- Szenario 1: 50% der Haushalte besitzen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeuge
- Szenario 2: 75% der Haushalte besitzen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeuge
- Szenario 3: 100% der Haushalte besitzen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeuge

Die Photovoltaikanlagen und Lasten werden zur Simulation identisch und gleichmäßig entlang der Leitung angeschlossen.

### 6.1 Simulation in Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen

Das Verfahren zur Ermittlung der zulässigen installierbaren Photovoltaikleistung wird im Folgenden für ein Netzgebiet in der Einfamilienhaussiedlung (Netz A) vorgestellt. In Abb. 6.1 ist der Aufbau vom Netz A für Szenario 1 in ELEKTRA dargestellt.

#### Modellierung des Netzes A in ELEKTRA

Im Vergleich mit den realen Netzplänen in Abb. 4.5 wird dieser Netzplan zur Untersuchung vereinfacht. Es wird angenommen, dass der Lastgang und die Einspeisung identisch an jedem Hausanschluss erfolgen. Die Elektrofahrzeuge werden nach dem Ende der letzten Fahrt am Tag aufgeladen. Insgesamt werden 150 Wohneinheiten an den aus der Netzstation abgehenden drei Netzstrahlen angeschlossen. Die Anzahl der Personen in einem Haushalt beeinflusst die Lastgänge der Verbraucher und wird erfahrungsmäßig mit 3 Personen je Wohneinheit in der Eigenheimsiedlung angenommen. Daraus resultiert ein jährlicher Stromverbrauch von 3923 kWh/a nach Tab. 4.2. Nach Szenario 1 besitzen 50% der Haushalte ein Elektrofahrzeug mit der täglichen mittleren Fahrstrecke von 25 km. Die zusätzlichen Parameter für das Netzgebiet sind in Anhang 4 angegeben.

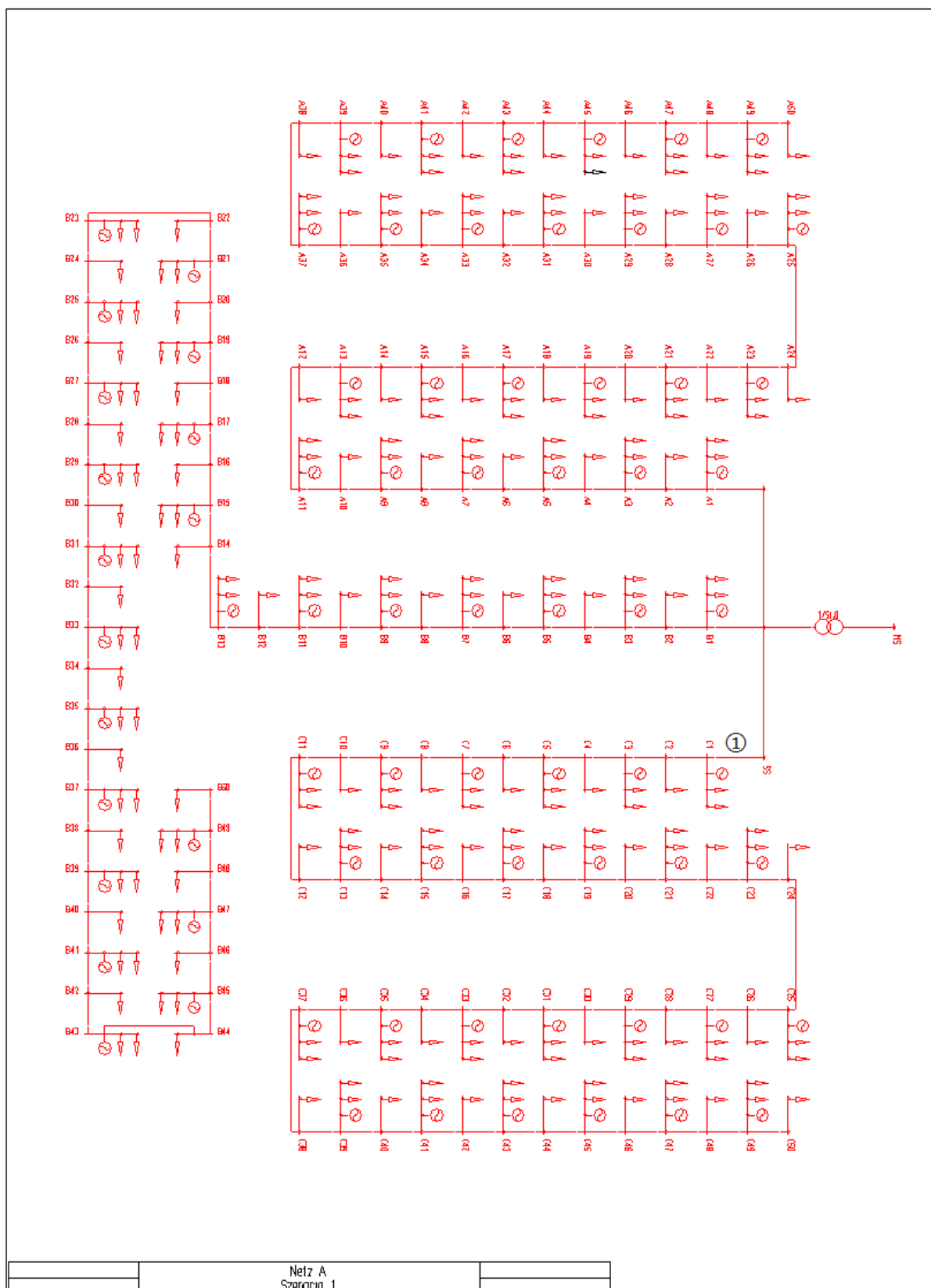


Abb. 6.1: Netzaufbau vom Netz A für Szenario 1 mit 150 Wohneinheiten in ELEKTRA

Mit den in Anhang 5 genannten Angaben können die Stromerzeugungen von Photovoltaikanlagen, die Lastgänge der Haushalte und die Ladelastgänge der Elektrofahrzeuge an jedem Hausanschluss nachgebildet werden. Die Simulation wird für einen Zeitraum von 1 Jahr in 15 min Auflösung durchgeführt.

### Berechnungsverfahren des Netzes A

In Abhängigkeit der zulässigen Belastung von Leitungen und Transformator kann die zulässige installierbare Photovoltaikleistung ermittelt werden. Abb. 6.2 stellt die dynamischen Leistungsverläufe am Kabelabschnitt ① (siehe Abb. 6.1) und Transformator sowie die entsprechenden Spannungsverläufe beim Leistungsfaktor von  $\cos\varphi = 1,0$  am 17.06.2008 dar, da der auftretende Einspeiseüberschuss an diesem Tag am höchsten ist.

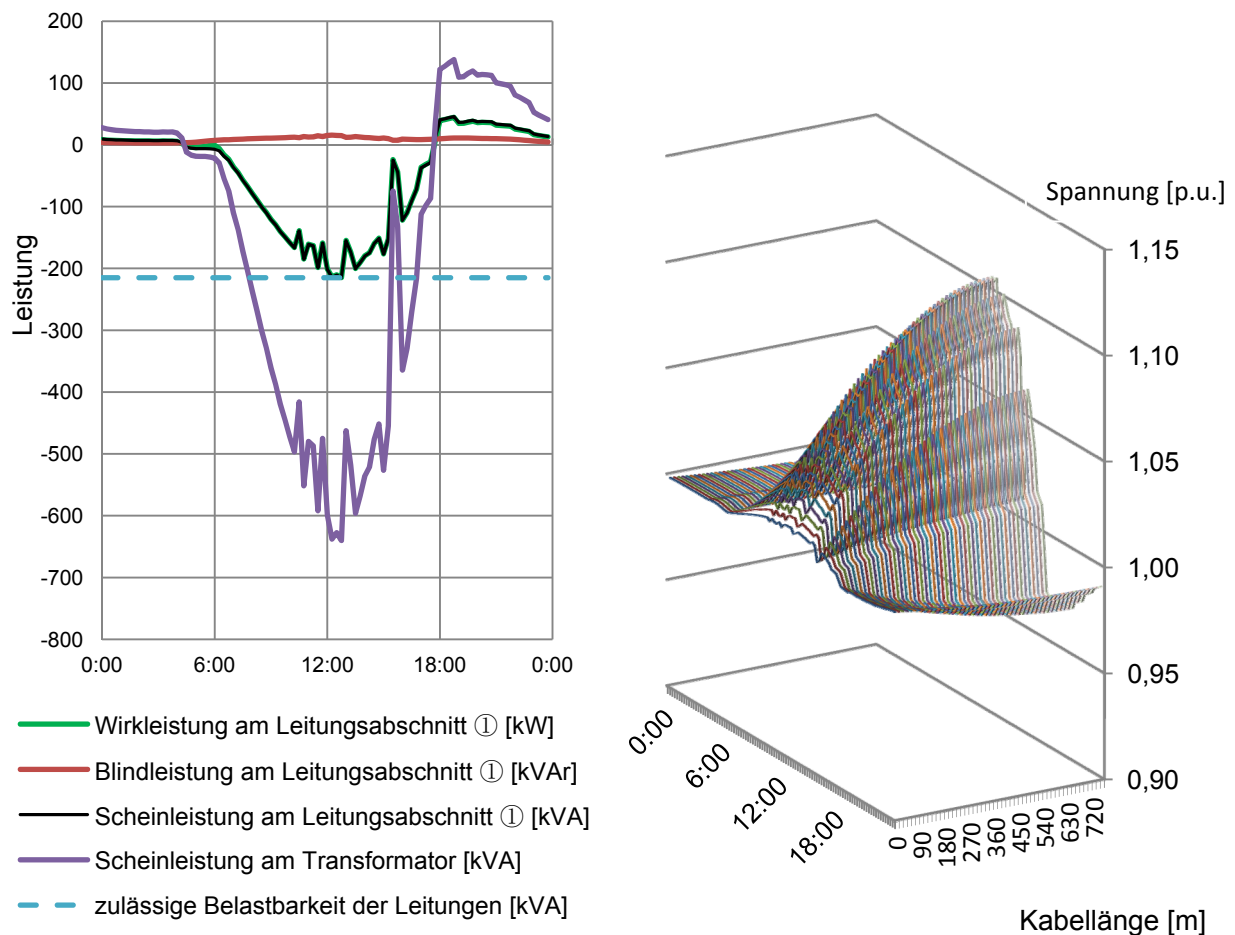


Abb. 6.2: Leistungsverläufe und die entsprechenden Spannungsverläufe mit einer installierten Photovoltaikleistung von 12,1 kWp/WE für Netz A am 17.06.2008 für Szenario 1

Mit 12,1 kWp/WE wird die maximale Belastbarkeit der Leitungen gerade erreicht, während die Belastung am Transformator noch unterhalb der Belastungsgrenze liegt. Trotzdem wird die

zulässige Spannungsanhebung von  $3\%U_n$  weit überschritten. Deshalb muss die installierbare Photovoltaikleistung aufgrund der Einhaltung des Spannungsbandes begrenzt werden.

In Abb. 6.3 sind die stationären Spannungsverläufe zum Zeitpunkt 12:30 und die entsprechenden dynamischen Leistungsverläufe unter Annahme der ermittelten Photovoltaikleistung für Netz A dargestellt. Die Photovoltaikleistung wird beim jeweiligen Leistungsfaktor so weit erhöht, bis die maximale Netzspannung  $103\%U_n$  erreicht wird. Die Vernachlässigung des Spannungsabfalls am Transformator ist nicht zulässig, da sich der Strom aller Anlagen am Transformator addiert und einen entsprechend höheren Spannungsabfall erzeugt. Zu beachten ist, dass die Spannungsänderung am Transformator auch die Spannungsgrenze von  $3\%U_n$  nicht überschreiten darf. Die Spannungsänderung im Netzgebiet weitet sich mit steigender elektrischer Entfernungen von der Netzstation auf.

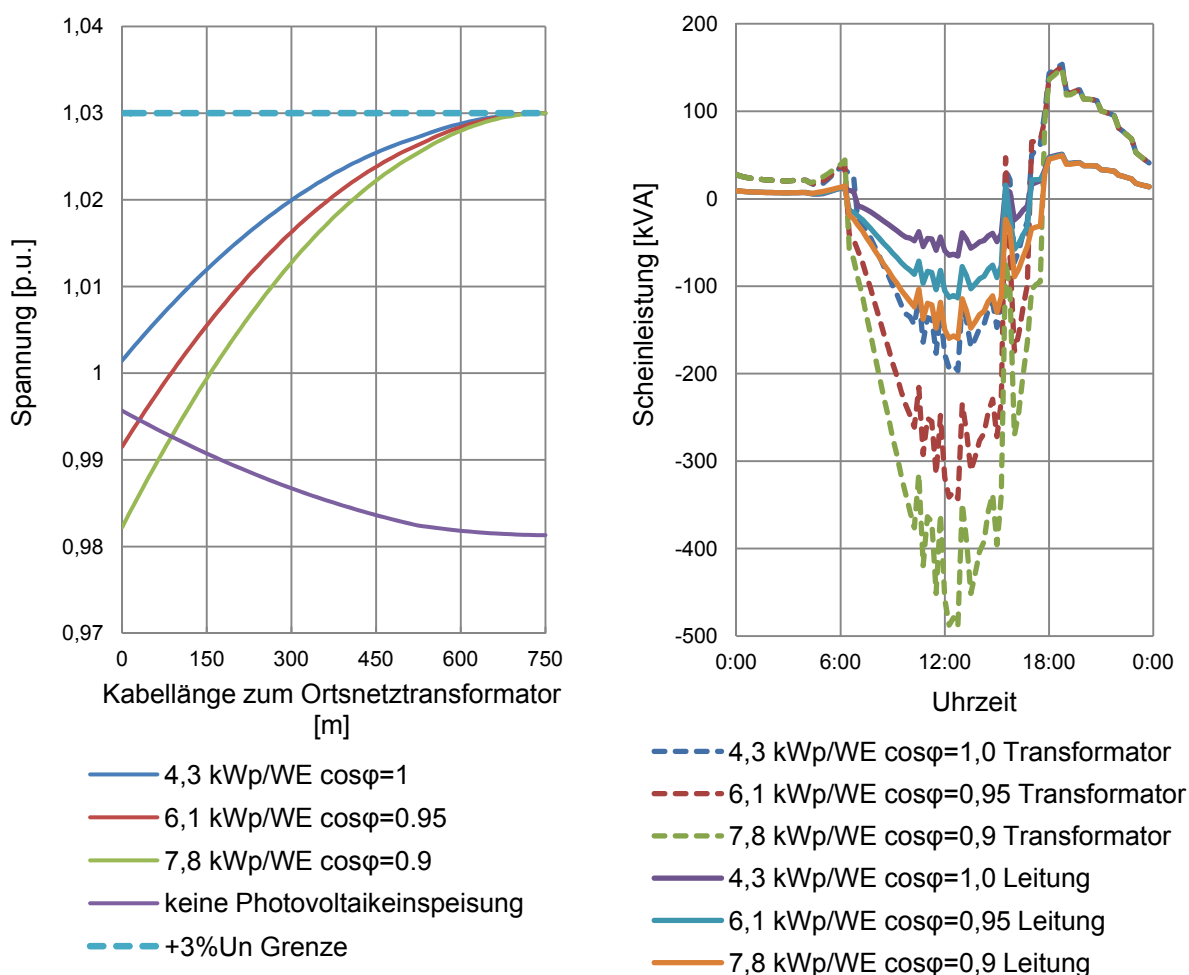


Abb. 6.3: Stationäre Spannungsverläufe bei unterschiedlichen Leistungsfaktoren bis zum Erreichen der Spannungsgrenze und deren entsprechende dynamische Leistungsverläufe am Leitungsabschnitt ① und Transformator für Netz A beim Szenario 1



Es ist deutlich, dass die zulässige installierbare Photovoltaikleistung pro Wohneinheit 4,3 kWp/WE betragen darf, sofern keine Blindleistung aus dem Wechselrichter bereitgestellt wird. Durch einen Leistungsfaktor aller Photovoltaikanlagen von  $\cos\varphi = 0,95$  kann der Wert von 4,3 kWp/WE auf 6,1 kWp/WE erhöht werden. Dies entspricht einer um 42% größeren Installation als im Fall ohne Blindleistungsbereitstellung. Durch  $\cos\varphi = 0,9$  erhöht sich der Wert um 81% auf 7,8 kWp/WE.

Werden die dynamischen Leistungsverläufe unter Annahme der oben ermittelten Photovoltaikleistungen betrachtet, werden die Belastbarkeiten von den Leitungen und dem Transformator nicht überschritten.

Die daraus resultierenden maximalen Leistungsverluste sind in Tab. 6.1 dargestellt.

	4,3 kWp/WE $\cos\varphi = 1,0$	6,1 kWp/WE $\cos\varphi = 0,95$	7,8 kWp/WE $\cos\varphi = 0,9$
$P_{V \text{ Netz}}$ [kW]	3,94	12,25	25,03
$P_{V \text{ Trafo}}$ [kW]	0,88	1,67	5,42
$P_{\text{insgesamt}}$ [kW]	4,82	14,92	30,45

Tab. 6.1: Maximale Leistungsverluste bei unterschiedlichen Leistungsfaktoren für Netz A

Nach Tab. 4.4 steht (5-15) kWp/WE mit einem durchschnittlichen Wert von 8,7 kWp/WE für Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen zur Verfügung. Es ist daher zu erkennen, dass die installierbare Photovoltaikleistung bei 50% Durchdringung von Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen in der Wohnsiedlung auf einen akzeptablen Wert beschränkt werden muss. Sogar mit einer Blindleistungsbereitstellung von  $\cos\varphi = 0,9$  erhöht sich die zulässige Leistung auf 7,8 kWp/WE, die allerdings noch unterhalb dem durchschnittlichen Wert von 8,7 kWp/WE liegt. Eine komplette Ausnutzung der Dachfläche ist nicht zulässig. Die Blindleistungsbereitstellung aller Photovoltaikanlagen erhöht die installierbare Photovoltaikleistung, allerdings führt sie nachteilig zu höheren Leistungsverlusten im Transformator und Netzgebiet.

### Simulation in Szenario 2 und Szenario 3

Die Simulationen werden ebenfalls für Szenario 2 und Szenario 3 unter derselben Verwendung des o.g. Verfahrens durchgeführt. Die Photovoltaikanlagen und die Anschlüsse der Elektrofahrzeuge im Netzgebiet werden möglichst gleichmäßig entlang des Kabelstrahls verteilt. Das Ergebnis für diese drei Szenarien ist in Tab. 6.2 dargestellt.

Netz A	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
$\cos\varphi = 1,0$	4,3 kWp/WE	3,0 kWp/WE	2,3 kWp/WE
$\cos\varphi = 0,95$	6,1 kWp/WE	4,2 kWp/WE	3,2 kWp/WE
$\cos\varphi = 0,9$	7,8 kWp/WE	5,4 kWp/WE	4,1 kWp/WE

Tab. 6.2: Zulässige Installierbare Photovoltaikleistungen für Netz A bei drei Szenarien

Es zeigt sich, dass die zulässige installierbare Photovoltaikleistung nur 2,3 kWp/WE bei hundertprozentiger Durchdringung von Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen in der Wohnsiedlung beträgt. Durch  $\cos\varphi = 0,95$  erhöht sich auf 3,2 kWp/WE und durch  $\cos\varphi = 0,9$  auf 4,1 kWp/WE. Bei 75% Durchdringung liegt die zulässige Leistung zwischen Szenario 1 und Szenario 3. Im Vergleich mit der durchschnittlichen installierbaren Photovoltaikleistung von 8,7 kWp/WE ergibt sich die Notwendigkeit des Netzausbaus für Netz A bei hoher Penetration von Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen.

Im vorliegenden Netz A wurden 50 Wohneinheiten gleichmäßig entlang eines Kabelstrahls von NAYY 4x150 mm<sup>2</sup> angenommen. Der mittlere Abstand benachbarter Hausanschlüsse beträgt 15 m. In der Praxis sind die Anzahl der Wohneinheiten und der Abstand benachbarter Hausanschlüsse wesentlich von der Lastdichte und Lastgröße des Netzgebietes abhängig. In Abb. 6.4 wird die installierbare Photovoltaikleistung bei 100% Durchdringung von Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen als Funktion der Anzahl der Wohneinheiten zusammengefasst, wobei die Abstände zwischen den benachbarten Hausanschlüssen 15 m bzw. 20 m betragen. Der Kabeltyp von NAYY 4x150 mm<sup>2</sup> bleibt unverändert.

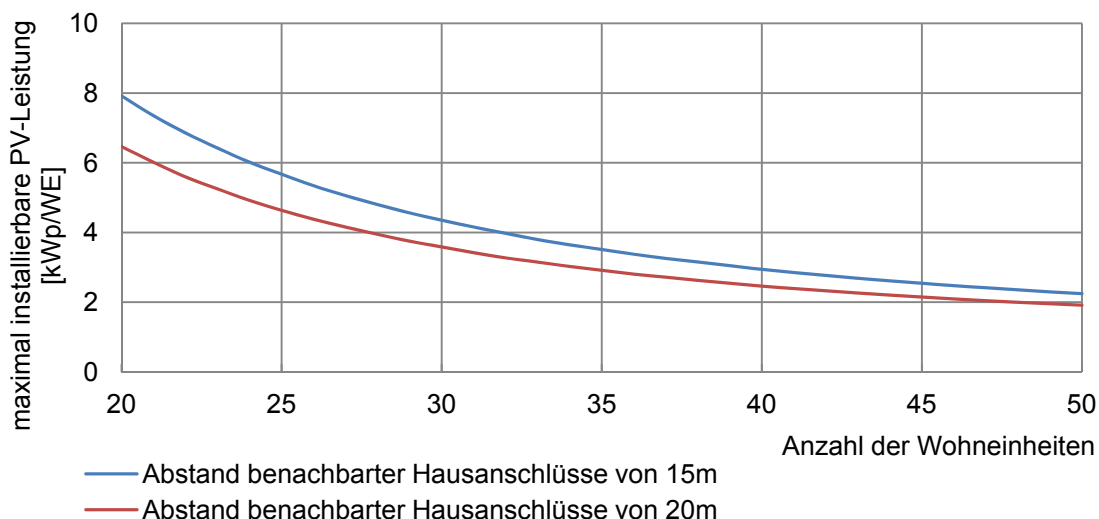


Abb. 6.4: Maximal installierbare Photovoltaikleistung bei 100% Durchdringung von Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen in Abhängigkeit von der Anzahl der Wohneinheiten, die gleichmäßig entlang eines Kabelstrahls NAYY 4x150 mm<sup>2</sup> angeschlossen werden

Es ist zu erkennen, dass bei höherer Anzahl der angeschlossenen Wohneinheiten entlang eines Kabels eine niedrigere Photovoltaikleistung in dem Netzgebiet installiert werden darf. Der Grund dafür ist, dass aufgrund der zunehmenden Entfernung von der Netzstation größere Spannungsanhebungen am Leitungsende auftreten.

### Simulationen in Netz B und Netz C

Die Berechnungen werden zudem für die Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen von Netz B und Netz C durchgeführt. Im Netz B wird der Kabeltyp NAYY 4x150 mm<sup>2</sup> durch N2X2Y 4x150 mm<sup>2</sup> ersetzt. Daher ist der Netzaufbau des Netzes B identisch mit dem Netz A (siehe Abb. 6.1). Im Netz C werden zwei Wohneinheiten an jedem Hausanschluss angeschlossen. Der Netzaufbau bei 100% Durchdringung von Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen ist in Anhang 3 dargestellt. Die Parameter für beide Netze sind in Anhang 4 angegeben. In Abb. 6.5 und Abb. 6.6 sind die stationären Spannungsverläufe zum Zeitpunkt 12:30 und die entsprechenden dynamischen Leistungsverläufe unter Annahme der ermittelten Photovoltaikleistung für Netz B und Netz C bei Szenario 3 dargestellt.

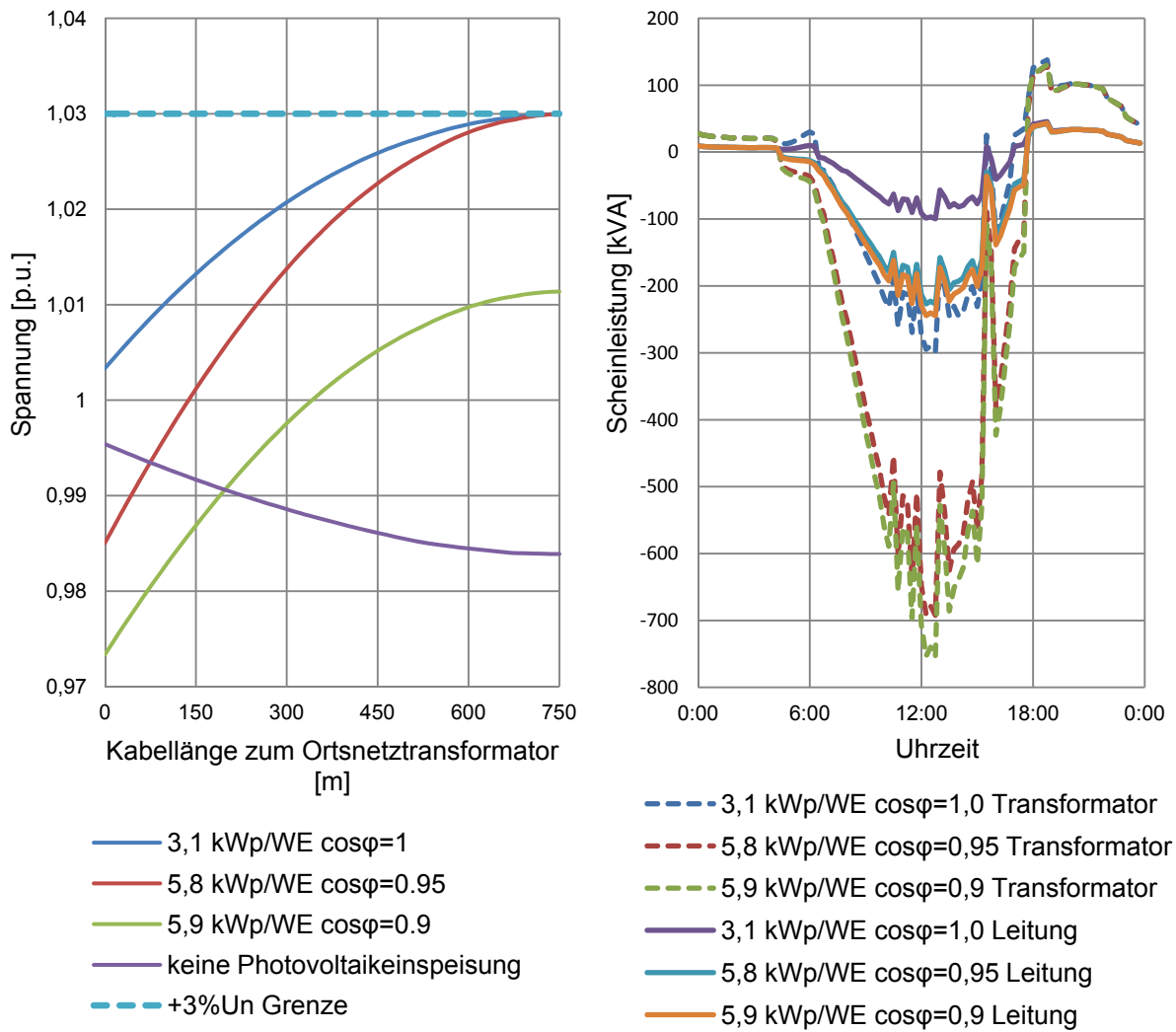


Abb. 6.5: Stationäre Spannungsverläufe bei unterschiedlichen Leistungsfaktoren bis zum Erreichen der Spannungsgrenze und deren entsprechende dynamische Leistungsverläufe am Leitungsabschnitt ① und Transformator für Netz B bei Szenario 3

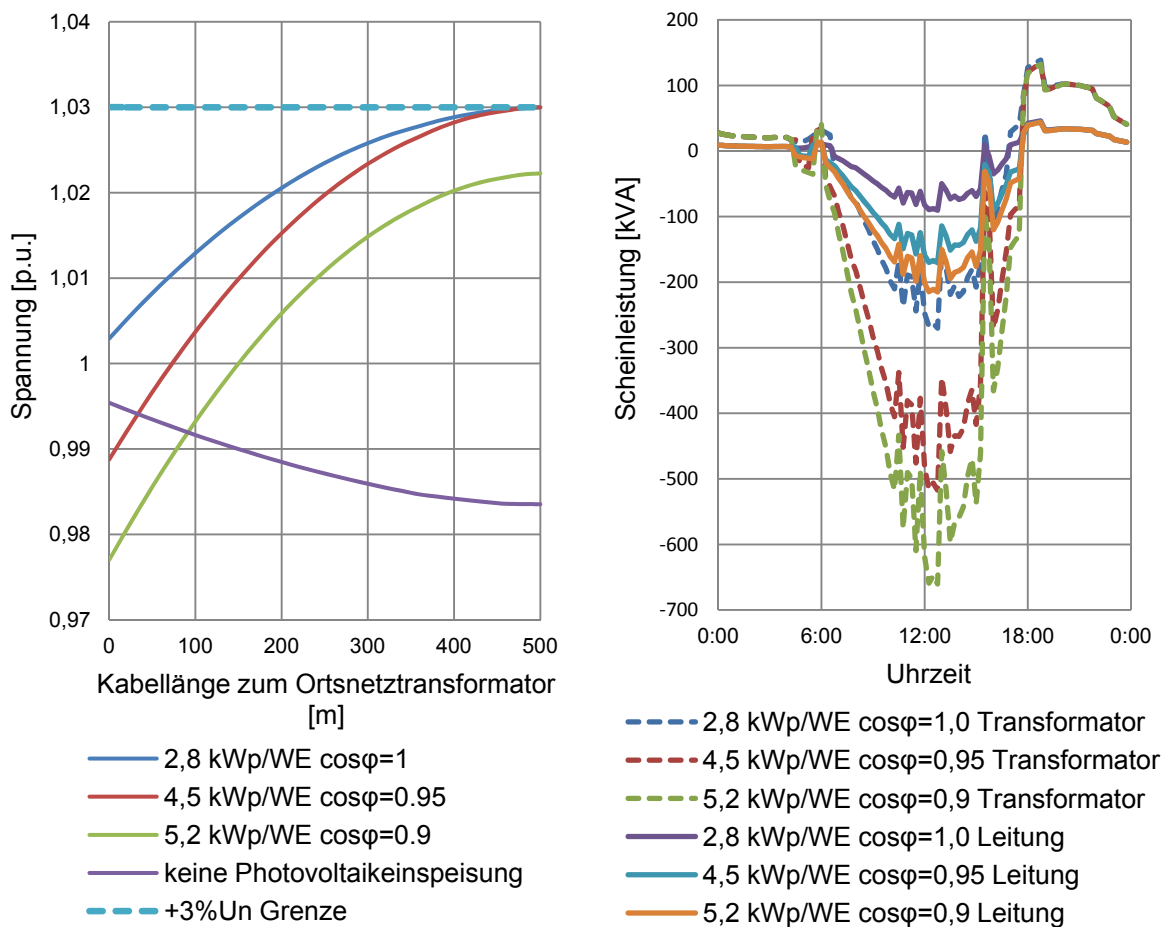


Abb. 6.6: Stationäre Spannungsverläufe bei unterschiedlichen Leistungsfaktoren bis zum Erreichen der Spannungsgrenze und deren entsprechende dynamische Leistungsverläufe am Leitungsabschnitt ① und Transformator für Netz C bei Szenario 3

Die Ergebnisse für drei Szenarien sind zusammengefasst und in Tab. 6.3 dargestellt.

Netz	Leistungsfaktor	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Netz B	$\cos\varphi = 1,0$	5,9 kWp/WE	4,0 kWp/WE	3,1 kWp/WE
	$\cos\varphi = 0,95$	11,4 kWp/WE	7,7 kWp/WE	5,8 kWp/WE
	$\cos\varphi = 0,9$	11,6* kWp/WE	7,7* kWp/WE	5,9* kWp/WE
Netz C	$\cos\varphi = 1,0$	5,4 kWp/WE	3,7 kWp/WE	2,8 kWp/WE
	$\cos\varphi = 0,95$	8,5 kWp/WE	5,9 kWp/WE	4,5 kWp/WE
	$\cos\varphi = 0,9$	10,3** kWp/WE	6,8** kWp/WE	5,2** kWp/WE

Tab. 6.3: Zulässige installierbare Photovoltaikleistungen für Netz B und C für drei Szenarien

Da der Widerstand der Kupferleitungen deutlich kleiner ist als bei Aluminiumleitungen, kommt es zu einer kleineren Spannungsanhebung entlang der Leitung. Aus diesem Grund ist im Netz B eine höhere Photovoltaikleistung im Vergleich zum Netz A installierbar. Zu beachten ist, dass bei den mit „\*“ gekennzeichneten Werten die Belastung des Transformators von  $120\%S_{T,T}$  bei  $\cos\varphi = 0,9$  erreicht wird, ohne die Spannungsgrenze von  $3\%U_n$  zu überschreiten.

Im Vergleich mit dem Netz A ist im Netz C die Spannungsanhebung entlang der Kabel unkritischer aufgrund der kleineren Ausdehnung des Netzes. Dadurch wird die maximal installierbare Photovoltaikleistung erhöht. Zu beachten ist, dass bei den mit „\*\*\*“ gekennzeichneten Werten die Belastbarkeit der Leitungen bei  $\cos\varphi = 0,9$  überschritten wird, ohne die Spannungsgrenze von  $3\%U_n$  zu überschreiten.

Im Vergleich mit Tab. 4.4 ist es offensichtlich, dass die installierbare Photovoltaikleistung in Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen generell wegen des größeren Dachflächenpotenzials auf einen akzeptablen Wert beschränkt werden muss. Nur im Falle des Szenarios 1 mit 50% Durchdringung von Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen sind die installierbaren Photovoltaikleistungen bei  $\cos\varphi = 0,9$  für Netz B und Netz C größer als das durchschnittlich zur Verfügung stehende Photovoltaikpotenzial, wodurch sich kein Netzausbau ergibt. In anderen Fällen ist eine komplette Ausnutzung der Dachfläche nicht zulässig.

## 6.2 Simulation in Mehrfamilienhaussiedlungen

Die zulässige installierbare Photovoltaikleistung für Mehrfamilienhaussiedlungen wird für 2 Netzgebiete (Netz D und Netz E) berechnet. Die Parameter für diese 2 Netzgebiete sind in Anhang 4 angegeben. Die Netzmodelle dieser Mehrfamilienhaussiedlungen sind in Anhang 5 dargestellt.

In Mehrfamilienhaussiedlungen werden durchschnittlich 2 Personen je Wohneinheit zur Untersuchung angenommen. Dies entspricht einem jährlichen Stromverbrauch von 3090 kWh/a nach Tab. 4.2. Die Ladelastgänge der Elektrofahrzeuge werden auch berücksichtigt. In Abb. 6.7 sind die Leistungs- und Spannungsverläufe für Netz D dargestellt. Bis hin zur zulässigen Belastbarkeit der Leitungen ist eine maximale Photovoltaikleistung von 4,8 kWp/WE zulässig zu installieren. Damit wird die Spannungsgrenze  $103\%U_n$  nicht überschritten.

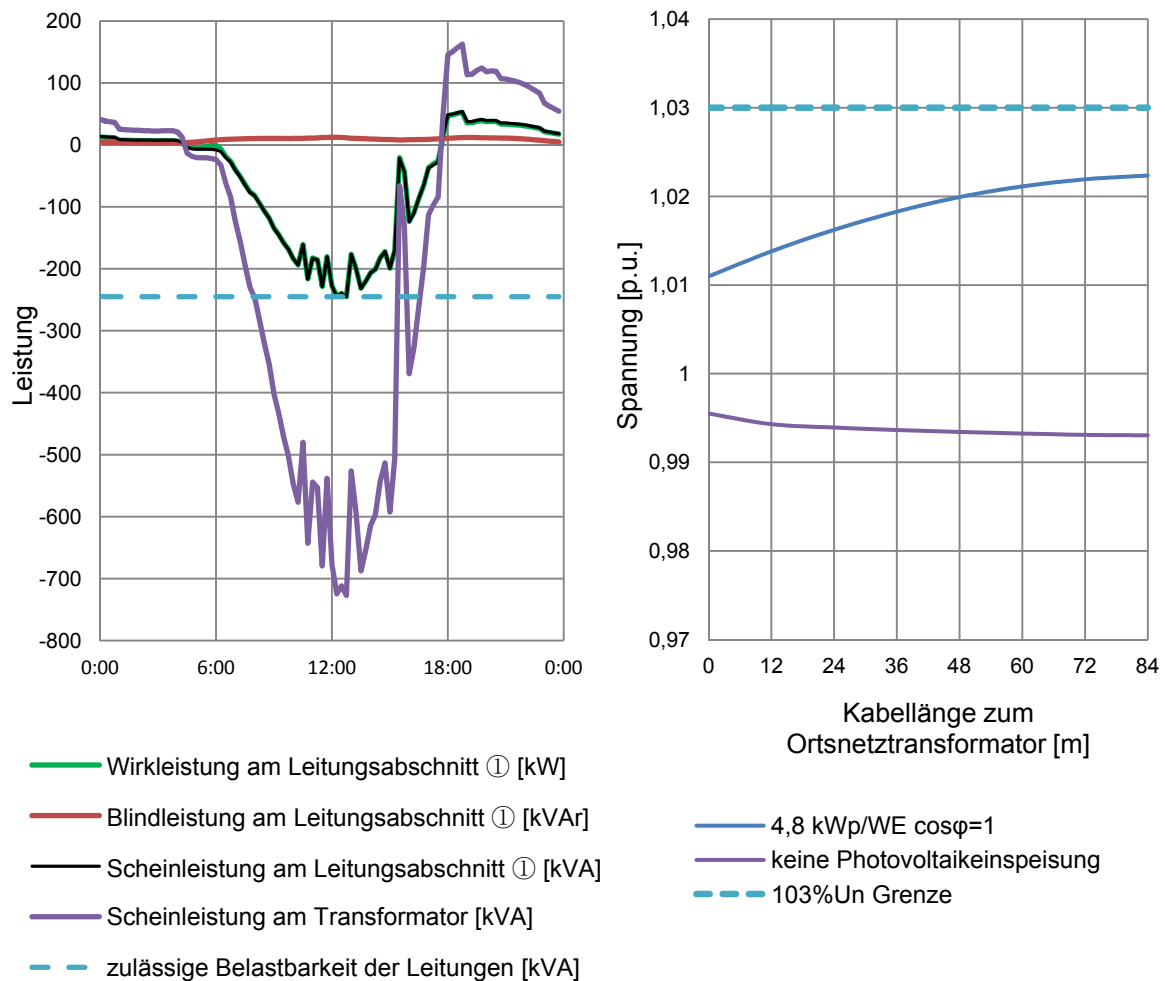


Abb. 6.7: Leistungs- und Spannungsverläufe mit einer installierten Photovoltaikleistung von 4,8 kWp/WE für Netz D

Durch die kleine Ausdehnung der vorliegenden Mehrfamilienhaussiedlung tritt keine Überschreitung der Spannungsgrenze auf. Eine Blindleistungsbereitstellung ist nicht erforderlich.

In Abb. 6.8 sind die Leistungs- und Spannungsverläufe für Netz E dargestellt. Bis hin zur zulässigen Belastbarkeit der Leitungen ist eine maximale Photovoltaikleistung von 4,7 kWp/WE zulässig. Damit wird die Spannungsgrenze 103% $U_n$  in diesem Fall gerade erreicht.

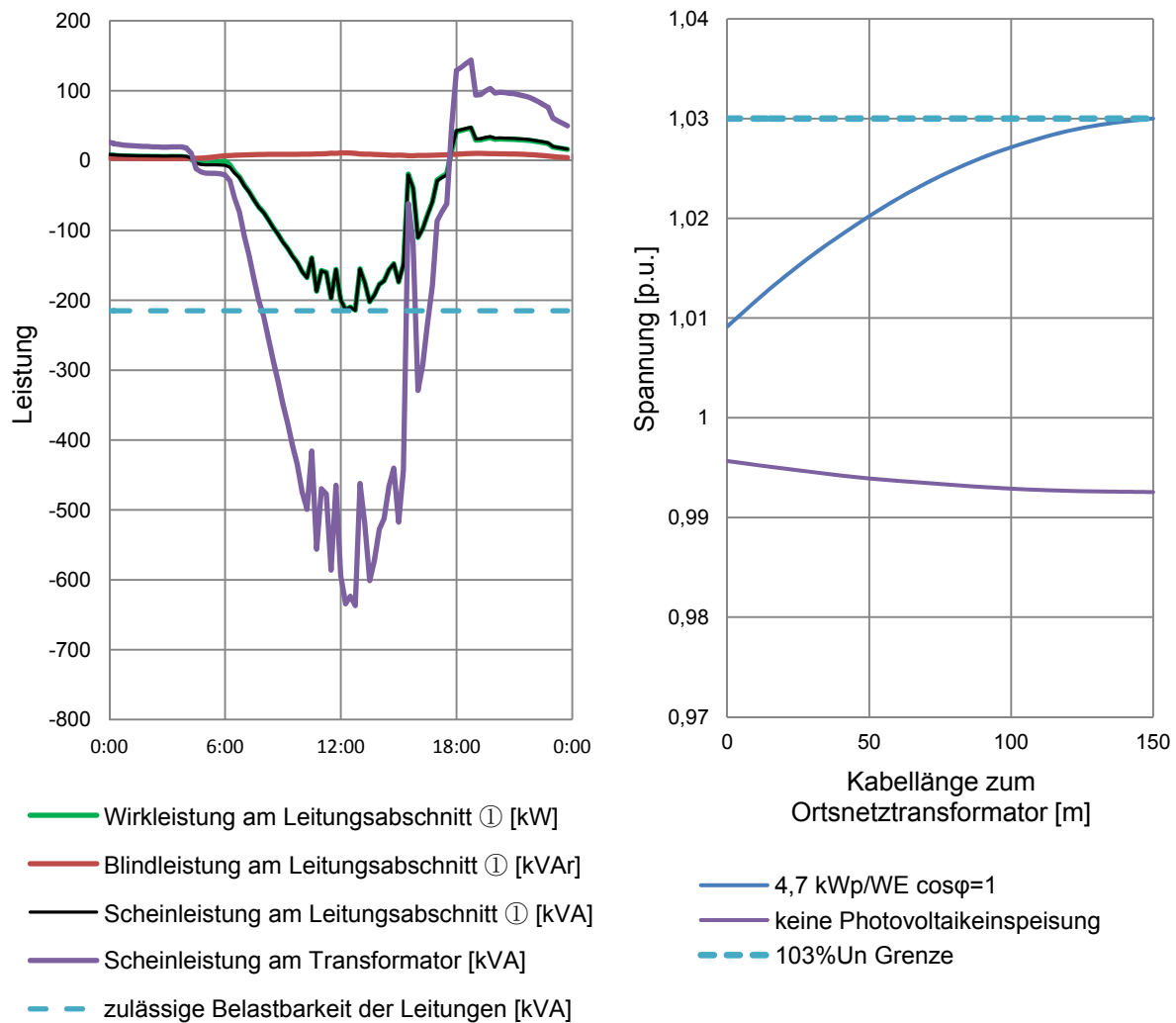


Abb. 6.8: Leistungs- und Spannungsverläufe mit einer installierten Photovoltaikleistung von 4,7 kWp/WE für Netz E

Aus Tab. 4.4 stehen nur durchschnittlich 1,1 kWp/WE für den Plattenbau und 2,3 kWp/WE für Mehrfamilienhaussiedlungen mit Zeilenbebauung und Blockbebauung zur Verfügung, d.h. in Mehrfamilienhaussiedlungen wird weder eine Netzüberlastung noch eine Überschreitung des Spannungsbandes bei kompletter Nutzung der Dachfläche mit Photovoltaikanlagen auftreten. Dieses vergleichsweise geringe Potenzial an Dachfläche je Wohneinheit kann vollständig für die Installation der Photovoltaikanlagen genutzt werden. In Mehrfamilienhaussiedlungen ist ein Netzausbau nicht notwendig.



## 7. Einsatz von Speichern zur verbesserten Netzintegration der Photovoltaikanlagen

Im vorangehenden Kapitel wurde festgelegt, dass die maximal zulässige installierbare Photovoltaikleistung in Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen auf einen akzeptablen Wert beschränkt werden muss, um die Netzüberlastung zu vermeiden und das zulässige Spannungsband einzuhalten. Allerdings treten diesbezüglich in der Praxis Schwierigkeiten auf.

Seit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Bereich der Photovoltaik werden die Einspeisevergütungen von Photovoltaikanlagen staatlich garantiert. Die Planung von Photovoltaikanlagen berücksichtigt die Aufnahmefähigkeit der Netze nicht. Die Photovoltaikleistung ist hauptsächlich von den zur Verfügung stehenden Dachflächen abhängig. Nach Tab. 4.4 ist eine installierbare Photovoltaikleistung im Bereich von (5-15) kWp/WE in Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen möglich, die von den verfügbaren Dachflächen abhängt.

Wird eine Begrenzung der installierten Photovoltaikleistung in der Zukunft nicht realisiert, konzentrieren sich die Fragen überwiegend auf die Begrenzung der Wirkleistungsrückspeisungen und Einhaltung der zulässigen Spannungsbände. Die induktive Blindleistungsbereitstellung aus den Wechselrichtern stellt eine effektive Maßnahme dafür dar. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass dem Netzbetreiber erhöhte Leistungsverluste entstehen und höhere Anforderungen an die Wechselrichter gestellt werden, da sie laut Anschlussbedingungen über Regelungsfähigkeit der Blindleistung verfügen müssen.

Eine Alternative ist die Verwendung von Speichern, die tagsüber die von Photovoltaikanlagen erzeugten Solarenergien komplett speichern und die Elektrofahrzeuge in der Nacht aufladen. Dies entlastet das Netz bei hoher Penetration von sowohl Photovoltaikanlagen als auch Elektrofahrzeugen in der Zukunft. Allerdings wird eine höhere Dimensionierung der Speicherkapazität erfordert, welches zu höheren Kosten führen kann. Diese Alternative wird in der Untersuchung nicht betrachtet.

In dieser Arbeit wird die Verwendung von Speichersystemen zur netzverträglicheren Integration der Photovoltaikanlagen bei zwei Varianten betrachtet:

- Variante 1: Die Belastungen an Betriebsmitteln und die Spannungen an jedem Netzknotenpunkt werden durch den in Photovoltaikanlagen integrierten Wechselrichter überwacht. Solange die Belastbarkeit oder die zulässige Spannungsgrenze von  $103\%U_n$  überschritten werden, wird die erzeugte weitere Photovoltaikleistung ins Speichersystem aufgenommen.
- Variante 2: Das von Photovoltaikanlagen erzeugte fluktuierende Leistungsprofil wird mittels Speichersystem in ein definiertes, gleichmäßiges Einspeiseprofil umgewandelt.

Im Falle der Variante 1 wird das Speichersystem lediglich bei der Überschreitung der Spannungsgrenze oder Belastbarkeit der Betriebsmittel verwendet. Dies führt vorteilhaft zu einer kleineren Dimensionierung des Speichersystems. Die gespeicherte Solarenergie steht für die Verminderung der Lastspitze am Abend zur Verfügung.

Bei der Variante 2 wird nicht nur die unzulässige Spannungsanhebung sondern auch die Leistungseinspeisung mit hohen Leistungshüben und –gradienten durch das Einspeiseprofil verhindert. In Abb. 7.1 ist die Topologie der Speicherintegration für diese Variante schematisch dargestellt. Die Variante 2 wird im Folgenden näher betrachtet.

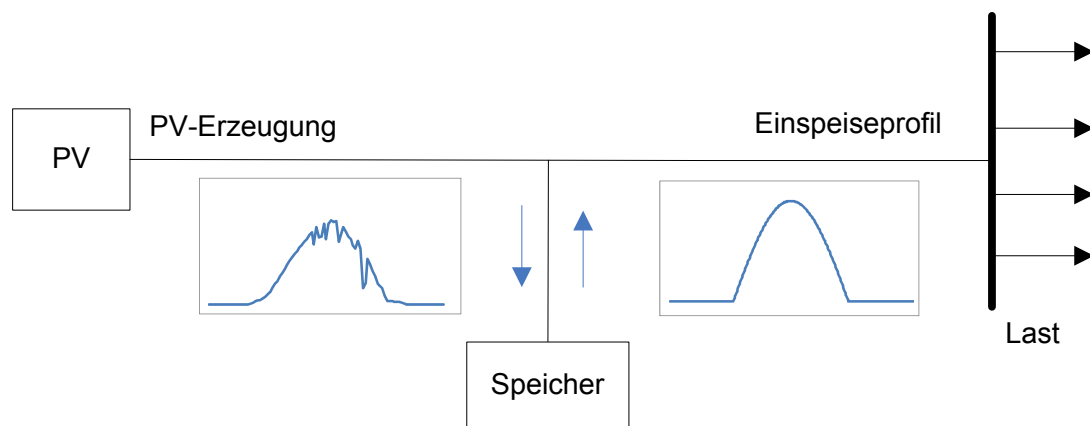


Abb. 7.1: Topologie der Speicherintegration für die Umwandlung des fluktuierenden Leistungsprofils in ein definiertes Einspeiseprofil

## 7.1 Ermittlung des Einspeiseprofiles

Die solare Einstrahlung setzt sich aus einem deterministischen und einem stochastischen Anteil zusammen. Der deterministische Anteil wird durch den täglichen und saisonalen Sonnenverlauf bestimmt. Er ist die dominierende Komponente (idealer, sinusförmiger Verlauf) und wird von der Umgebung nicht beeinflusst. Das Solareinstrahlungsdargebot ist in erster Linie durch den deterministischen Anteil geprägt [7.1, 7.2].

Der stochastische Anteil ist dem deterministischen überlagert und tritt in Folge wechselnder Bewölkung auf [7.1, 7.2]. Dieses fluktuierende Angebot stellt auch ein Hindernis bei der Integration von Photovoltaikanlagen in bestehende Energieversorgungsnetze dar. Ziel ist es, den deterministischen Anteil ins Netz abzugeben und den stochastischen Anteil durch ein Speichersystem zu puffern.

Die Ermittlung des Einspeiseprofiles basiert einerseits auf dem Verlauf der mittleren Globalstrahlungen, die in drei Perioden von Winter, Sommer und Übergangszeit unterteilt sind. Andererseits müssen die Spannungshaltung von  $\Delta u \leq 3\%$  und die Belastung der Betriebsmittel im Netzgebiet berücksichtigt werden (Abb. 7.2).

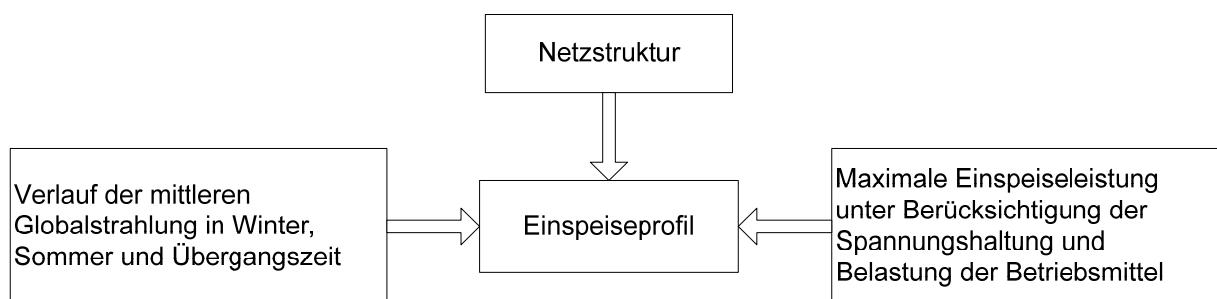


Abb. 7.2: Einflussfaktoren zur Ermittlung des Einspeiseprofiles

Die Zeiträume für die Jahreszeiten sind wie folgt:

- Winter: 01.11. – 20.03.
- Sommer: 15. 05. – 14.09.
- Übergangszeit: 21.03. – 14.05. und 15.09. – 31.10.

Der Verlauf der mittleren Globalstrahlungen wird aus den in 2008 gemessenen Globalstrahlungen in Cottbus ermittelt. In Abb. 7.3 sind die mittleren Globalstrahlungen in den drei Perioden dargestellt.

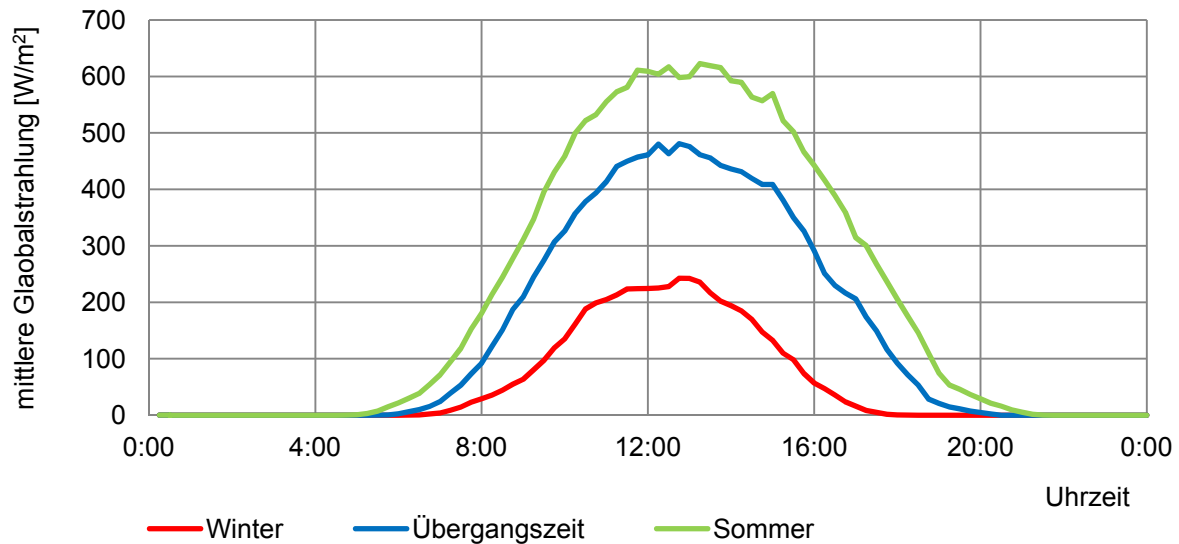


Abb. 7.3: Mittlere Globalstrahlung in den drei Perioden

Es ist zu erkennen, dass die Verläufe der mittleren Globalstrahlungen prinzipiell dem Halbsinusverlauf entsprechen. Lediglich hin zu Sonnenaufgang und -untergang laufen sie asymptotisch aus. Eine genauere Annäherung der mittleren Globalstrahlung an den Halbsinusverlauf würde durch eine Verringerung des Mittelungszeitraums erfolgen. Dafür ist allerdings ein größerer Datenzeitraum erforderlich. Die maximale installierbare Photovoltaikleistung je Haushalt für ein gewisses Netzgebiet kann nach dem Verfahren in Abb. 5.6 ermittelt werden.

Auf Basis des Verlaufs von mittleren Globalstrahlungen und der maximalen Einspeiseleistung kann das Einspeiseprofil ermittelt werden. Die maximale Einspeiseleistung wird von der installierbaren Photovoltaikleistung unter Berücksichtigung der Energieverluste durch Wechselrichter, MPP-Tracker und Leitungen abweichen. In Abb. 7.4 sind die Einspeiseprofile für das in Kapitel 6 dargestellte Netz A bei Szenario 3 gezeigt, wobei die installierbare Photovoltaikleistung 2,3 kWp/WE ohne Blindleistungsbereitstellung beträgt. Allerdings ergibt sich die maximale Einspeiseleistung von 1,9 kW/WE, die für das gewählte Beispielnetz nicht überschritten werden darf.

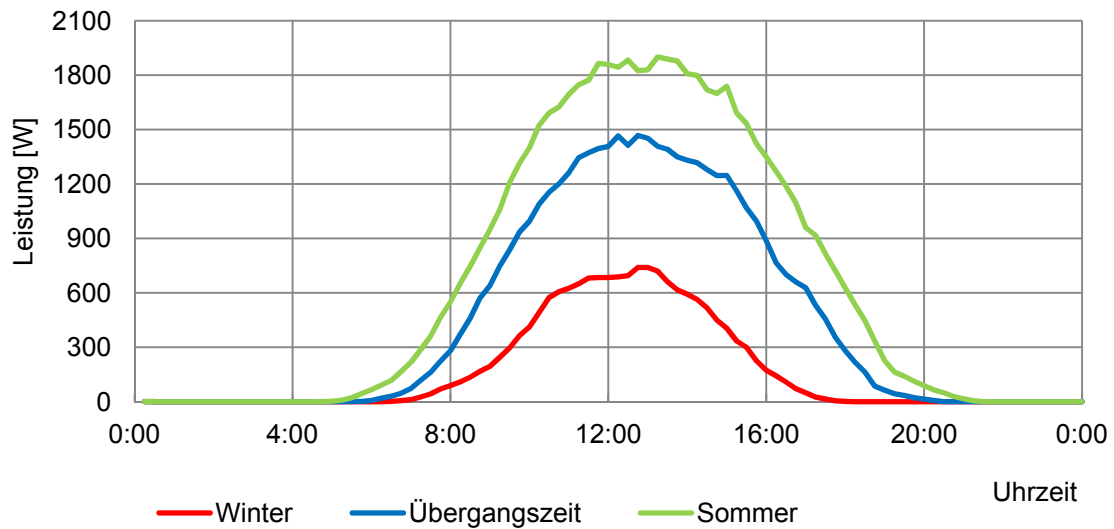


Abb. 7.5: Definierte Einspeiseprofile in den drei Perioden

Das Prinzip der Systembilanz ist in Abb. 7.6 dargestellt.

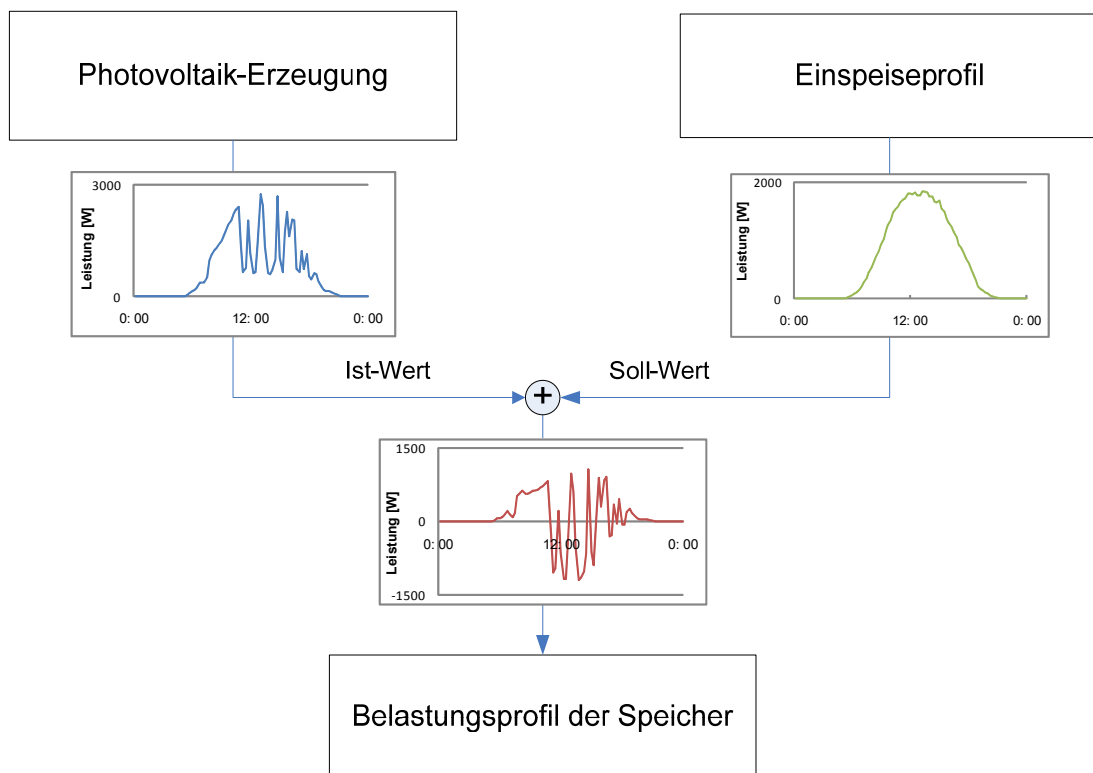


Abb. 7.6: Schematische Systembilanz [7.3]

Das von der Photovoltaikanlage erzeugte Leistungsprofil gibt die Ist-Werte vor. Das definierte, geglättete Einspeiseprofil repräsentiert die Soll-Werte. Aus einem Ist-Soll-Wertvergleich ergibt sich ein Belastungsprofil, mit dem das Speichersystem belastet wird. In Abb. 7.7 sind die daraus ergebenden Leistungen beispielhaft für einen Sommertag dargestellt.

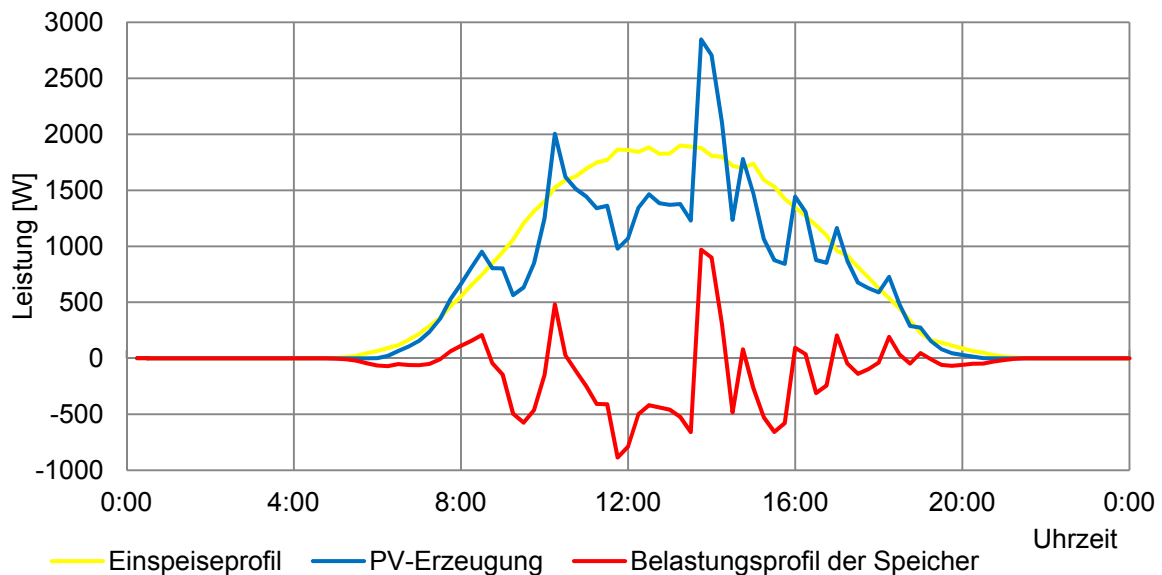


Abb. 7.7: Ganglinien eines Photovoltaik-Speichersystems

Das Belastungsprofil im Speicher wird nach Überschüssen ( $>0$ ) und Defiziten ( $<0$ ) differenziert. Die Überschüsse werden vom Speichersystem aufgenommen bzw. eingespeichert und die Defizite vom Speichersystem abgegeben bzw. ausgespeichert. Ist die Photovoltaikleistung oberhalb des Einspeiseprofils, treten Überschüsse auf, die dann vom Speicher aufgenommen werden. Ist die Photovoltaikleistung unterhalb des Einspeiseprofils, treten Defizite auf, die vom Speicher entnommen werden, um den Soll-Wert des Einspeiseprofils einzuhalten.

## 7.2 Anwendungsbeispiel

Die vorgestellten 2 Varianten werden zur Verhinderung der Netzprobleme für das in Kapitel 6 beschriebene Netz A bei hundertprozentiger Durchdringung der Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeuge demonstriert. Die installierte Photovoltaikleistung beträgt 8 kWp/WE, die größer ist als die zulässige installierbare Photovoltaikleistung von 2,3 kWp/WE nach Tab. 6.3. Abb. 7.8 zeigt die Übersichtsdarstellungen der simulierten Spannungsverläufe ohne Verwendung der Speichersysteme in Abhängigkeit von der Kabellänge zum Transformator

und in Abhängigkeit der Tageszeit. In Abb. 7.9 sind die Spannungsverläufe bei 2 Varianten mit Speichersystemen dargestellt.

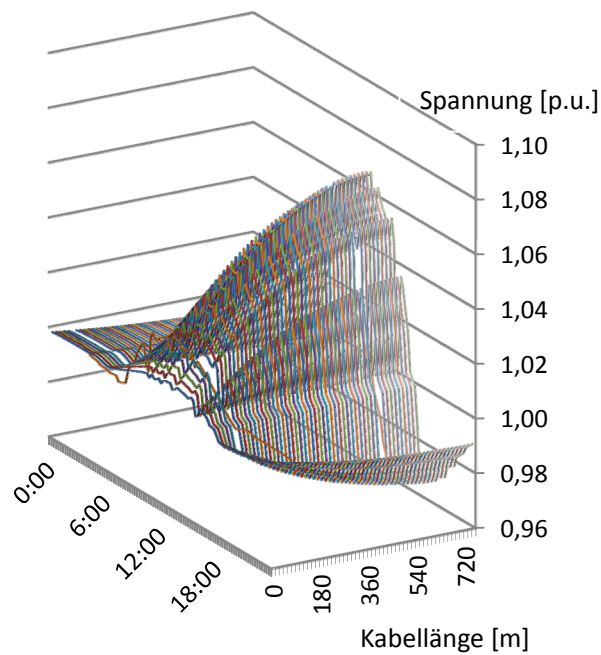


Abb. 7.8: Spannungsverläufe ohne Verwendung der Speichersysteme für Netz A mit installierter Photovoltaikleistung von 8 kWp/WE

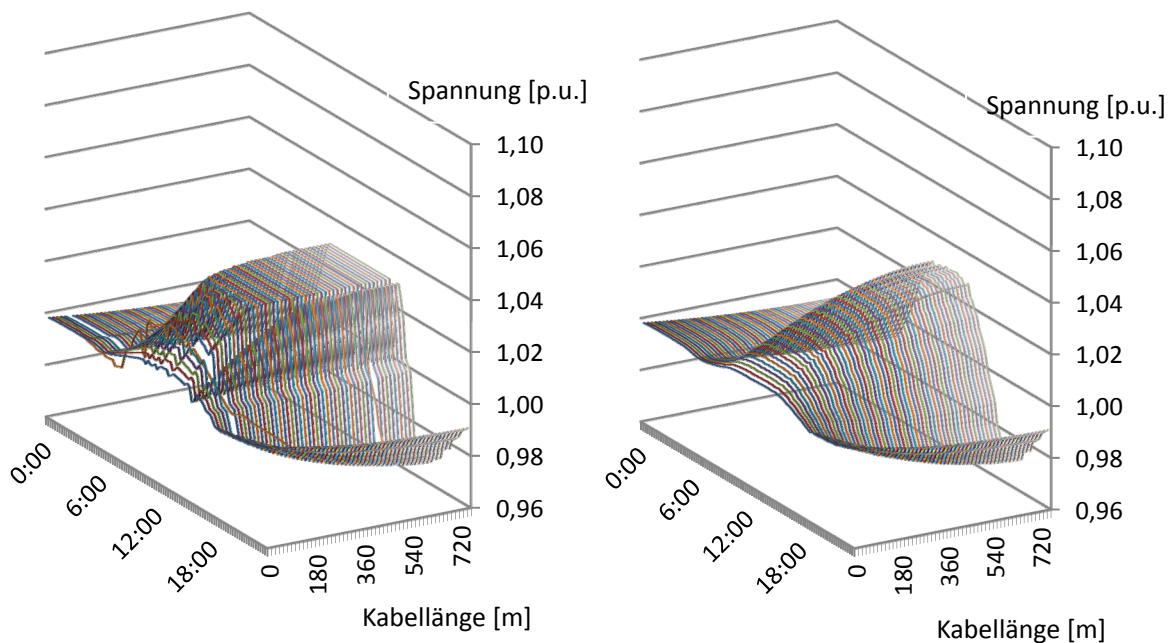


Abb. 7.9: Spannungsverläufe mit Verwendung der Speichersysteme für Netz A mit installierter Photovoltaikleistung von 8 kWp/WE bei Variante 1 (links) und Variante 2 (rechts)

Es zeigt sich, dass bei beiden Varianten mit Speichersystemen keine Überschreitungen der vorgeschriebenen Spannungen mehr festgestellt wurden. Bei der Variante 1 reagiert der Speicher nur bei der Überschreitung der Belastbarkeit von Betriebsmitteln oder der zulässigen Spannungsgrenze von  $103\%U_n$ . Jedoch steht der Leistungseinspeisung mit hohen Leistungshüben und –gradienten noch gegenüber. Ihr wesentlicher Vorteil ist die kleine Dimensionierung der Speichersysteme.

Die Variante 2 zeichnet sich durch die Einspeisung des definierten und gleichmäßigen Einspeiseprofiles aus. Dadurch haben die Fluktuationen der erzeugten Photovoltaikleistung keinen Einfluss auf das Netz. Nachteil ist die höhere Anforderung an den Algorithmus zur Regelung der Speichersysteme, wodurch aufwändige Regelungstechnik erforderlich wird.

Beide Varianten können als Alternativen zur verbesserten Integration der Photovoltaikleistung in der Zukunft entwickelt werden.



## 8. Zusammenfassung

Die Durchdringung von innerstädtischen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen in den Niederspannungsnetzen steigt ständig mit der technischen Entwicklung und der wirtschaftlichen und politischen Förderung durch die Bundesregierung. Die dadurch entstehenden Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze können in der Zukunft ein Problem darstellen. In dieser Arbeit wurde eine systematische Untersuchung der Netzauswirkungen durchgeführt. Die Ergebnisse der Untersuchungen und Simulationen sowie daraus resultierende Schlussfolgerungen werden nachfolgend zusammengefasst.

Es wurde zunächst in Kapitel 2 eine Untersuchung zur Ermittlung der theoretisch installierbaren Photovoltaikleistung am Beispiel einer mittleren Großstadt wie Cottbus durchgeführt. Dabei wurde eine topographische Stadtkarte mit ausführlichen Dachparametern für alle Gebäude zugrunde gelegt. Das Ergebnis zeigt ein enormes Potenzial der theoretisch installierbaren Photovoltaikleistung in Cottbus. Insgesamt ist ca. 250 MWp Photovoltaikleistung theoretisch installierbar. Unter Berücksichtigung der Parameter wie Dachausrichtung, Dachneigung und der wetterabhängigen Globalstrahlung kann eine maximale Summeneinspeiseleistung von 200 MW auftreten, die die derzeitige Lastspitze in Cottbus weit überschreiten würde. Ausgehend von einer jährlichen Zuwachsrate von 1,5 MWp kann eine realistische Photovoltaikleistung von 20 MWp bis zum Jahr 2020 in Cottbus abgeschätzt werden. Die Untersuchung wurde anhand der Stadt Cottbus mit ca. 100.000 Einwohnern durchgeführt. Die Ergebnisse können im Nachgang auf Städte im Bereich von 10.000-250.000 Einwohnern über eine Skalierung übertragen werden.

Aufgrund der in Kapitel 3 durchgeführten Recherche ist zwar ein kompletter bzw. signifikanter Ersatz der herkömmlichen Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor durch Elektrofahrzeuge in der näheren Zukunft nicht realistisch, jedoch rückt die Entwicklung der Elektrofahrzeuge zweifellos zunehmend in den Fokus der Öffentlichkeit. Unter Annahme der Zielsetzung von Bundesregierung, eine Million Elektrofahrzeuge bis zum Jahr 2020 einzusetzen, werden ca. 2% der Haushalte ein Elektrofahrzeug besitzen.

In Kapitel 4 wurden Modelle der Netzstrukturen von Netzgebieten, der Lastgänge von Haushalten und Ladelastgänge der Elektrofahrzeuge sowie der dezentralen Einspeisung der Photovoltaikanlagen zur Untersuchung der Netzauswirkungen auf die Niederspannungsnetze erstellt.

Der Aufbau der Netzstruktur ist stark von der Siedlungsstruktur geprägt. Die Modellierung der Netzstruktur basierte auf den ermittelten Kenngrößen der realen Netze in Cottbus. Da viele Netzgebiete in der Praxis als einfach gespeiste Maschennetze aufgebaut sind und über offene Trennstelle als Strahlennetze betrieben werden, wurde das Strahlennetz zur Modellierung betrachtet. Zur Modellierung der Lastgänge von Haushalten wird das Standardlastprofil zur Verfügung gestellt. Die Ermittlung der Ladelastgänge der Elektrofahrzeuge basiert auf der zukünftigen Ladeinfrastruktur sowie dem Fahr- und Nutzerverhalten. Diese zusätzlichen Ladelastgänge werden in der Zukunft den derzeitigen Lastgängen überlagert. Für Netzstrahlen wird zudem die photovoltaische Erzeugung zeitgleich mit der Belastung ermittelt. Dazu wurde die in 2008 gemessene Globalstrahlung mit realen Zeitreihen zugrunde gelegt.

In Kapitel 5 wurde ein Verfahren basierend auf den Modellen zur Ermittlung der Netzauswirkungen vorgestellt. Dabei handelt es sich um die Rahmenbedingungen für Betriebsmittelbelastungen und Spannungshaltungen. Die induktive Blindleistungsbereitstellung von Wechselrichtern wurde zur Einhaltung der zulässigen Spannungen vorgestellt.

Das Verfahren wurde dann in Kapitel 6 in den modellierten Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen und Mehrfamilienhaussiedlungen verwendet. Bei den Netzberechnungen wurde von drei Szenarien bezüglich der Durchdringung von Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen in den untersuchten Netzgebieten ausgegangen. Es ist festzuhalten, dass die Netzprobleme bei der zukünftigen hohen Penetration von Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen vor allem in den Vorstadtgebieten mit vorwiegend Ein- und Zweifamilienhäusern zu erwarten sind. Die maximal zulässige installierbare Photovoltaikleistung muss auf (2-3) kWp/WE bei hundertprozentiger Durchdringung von Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen beschränkt werden. Durch eine induktive Blindleistungsbereitstellung kann die zulässige Leistung um (40-60)% bei einem Leistungsfaktor von  $\cos\varphi = 0,95$  erhöht werden. Bei  $\cos\varphi = 0,9$  kann der Wert weiter erhöht werden. Aber eine Überlastung von Betriebsmitteln muss zugleich berücksichtigt werden, da durch die Blindleistungsbereitstellung aus den Wechselrichtern die Scheinleistung im Netz wesentlich erhöht wird. Darüber hinaus führt der Blindanteil zu höheren Leistungsverlusten. In der Mehrfamilienhaussiedlung ist eine komplette Ausnutzung der Dachfläche mit Photovoltaikanlagen aufgrund des geringen Dachflächenpotenzials pro Wohneinheit möglich.

Zum Schluss wurden in Kapitel 7 zwei Varianten entwickelt, bei denen Speicher zur besseren Integration der Photovoltaikanlagen beitragen können. Die Variante 1 begrenzt die Photovoltaikeinspeisung, sofern die Betriebsmittelbelastung oder die zulässige Spannungsgrenze überschritten wird. Bei der Variante 2 wird das erzeugte schwankende Photovoltaikeinspeiseprofil mittels Speicher in ein definiertes, gleichmäßiges Einspeiseprofil umgewandelt, wodurch die Netze nicht beeinträchtigt werden. Die zwei Varianten wurden dann anhand eines Netzgebietes demonstriert. Der Einsatz dezentraler Speicher verringert bei beiden Varianten die Spannungsanhebungen. Besonders bei der Variante 2 können die hohen Leistungsgradienten, die durch schwankende Solarstrahlung hervorgerufen werden, in diesem Fall auch eliminiert werden. Diese 2 Varianten können zur besseren Integration der Photovoltaikanlagen in Zukunft verwendet werden.

Die Arbeit macht deutlich, dass die vorliegenden innerstädtischen Niederspannungsnetze bei hoher Penetration von Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen mehr und mehr belastet und ggf. überlastet werden. Ohne Maßnahmen (z.B. Blindleistungsbereitstellung aus den Wechselrichtern oder Einsatz der Speichersysteme) wird in Zukunft ein Netzausbau zur Integration der Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeuge in Ein- und Zweifamilienhaus-siedlungen notwendig.

## 9. Anhänge

<b>Anhang 1</b> .....	89
Ausschnitt aus der Datenbank von Dachparametern bezüglich Dachform, Grundfläche, Dachausrichtung usw. für die Gebäude in Cottbus	
<b>Anhang 2</b> .....	90
Berechnungsalgorithmus des Sonnenstandes	
<b>Anhang 3</b> .....	91
Netzaufbau des Netzes C für Szenario 3 in ELEKTRA	
<b>Anhang 4</b> .....	92
Netzparameter für Netz A, Netz B, Netz C, Netz D und Netz E	
<b>Anhang 5</b> .....	93
Netzaufbau von Netz D und Netz E in ELEKTRA	

## Anhang 1:

**Ausschnitt aus der Datenbank von Dachparametern bezüglich Dachform, Grundfläche, Dachausrichtung usw. für die Gebäude in Cottbus**

ID	Dachform	Gebäudeunktion	Höhe [m]	Grundfläche [m <sup>2</sup> ]	Ausrichtung [°]
8225-010125	Flachdach	Garage	2.81	71	
8225-000003	Flachdach	Tank (allgemein)	7.06	1001	
8225-000004	Flachdach	Tank (allgemein)	6.93	1016	
8225-000007	Satteldach	Wohnhaus	8.63	104	-30
8225-000008	Satteldach	Nebengebäude	5.36	62	80
8225-000013	Satteldach	Wohnhaus	9.34	171	-27
8225-000014	Flachdach	Garage	2.58	125	
8225-000017	Flachdach	Garage	2.86	124	
8225-000018	Satteldach	Wohnhaus	9.32	172	-25
8225-000021	Flachdach	Garage	2.69	58	
8225-000022	Satteldach	Wohnhaus	8.59	102	-62
8225-000023	Satteldach	Garage	6.20	61	-30
8225-000024	Krüppelwalmdach	Wohnhaus	7.46	162	-30
8225-000025	Satteldach	Scheune	7.41	89	-10
8225-000026	Satteldach	Schuppen	3.94	64	78
8225-000029	Satteldach	Garage	5.60	79	80
8225-000031	Satteldach	Wohnhaus	10.10	109	-30
8225-000032	Satteldach	keine Information	5.12	68	-15
8225-000033	Krüppelwalmdach	Wohnhaus	8.69	132	77
8225-000034	Satteldach	Nebengebäude	5.24	60	78
8225-000035	Satteldach	Wohnhaus	7.88	86	-31
8225-000039	Flachdach	Wohnhaus	3.42	50	
8225-000041	Satteldach	Nebengebäude	6.86	72	80
8225-000044	Satteldach	Wohnhaus	6.99	131	-30
8225-000045	Satteldach	Garage	5.29	50	77
8225-000048	Satteldach	Wohnhaus	8.77	102	-26
8225-000049	Satteldach	Garage	6.55	87	-25
8225-000050	Satteldach	Garage	6.50	75	-25
8225-000052	Satteldach	Garage	5.45	70	63
8225-000053	Flachdach	Wohnhaus	3.62	252	
8225-000056	Flachdach	Wohnhaus	3.41	53	
8225-000057	Satteldach	Wohnhaus	7.88	192	79
8225-000064	Satteldach	Verwaltung, Büro	7.55	898	76

## Anhang 2:

### Berechnungsalgorithmus des Sonnenstandes [2.9]

Beim DIN-Algorithmus werden über den Parameter

$$J' = 360^\circ \frac{\text{Tag des Jahres}}{\text{Zahl der Tage im Jahr}}$$

die Sonnendeklination  $\delta$ :

$$\delta(J') = \{0,3948 - 23,2559 \cdot \cos(J' + 9,1^\circ) - 0,3915 \cdot \cos(2 \cdot J' + 5,4^\circ) - 0,1764 \cdot \cos(3 \cdot J' + 26^\circ)\}^\circ$$

sowie eine Zeitgleichung

$$Zgl(J') = \{0,0066 + 7,3525 \cdot \cos(J' + 85,9^\circ) + 9,9359 \cdot \cos(2 \cdot J' + 108,9^\circ) + 0,3387 \cdot \cos(3 \cdot J' + 105,2^\circ)\} \text{ min}$$

berechnet. Aus der mitteleuropäischen Zeit MEZ wird abhängig von der geografischen Länge  $\lambda'$  die mittlere Ortszeit

$$MOZ = MEZ - 4 \cdot (15^\circ - \lambda') \cdot \text{min}/^\circ$$

ermittelt, aus der sich mit Hilfe der Zeitgleichung Zgl die wahre Ortszeit

$$WOZ = MOZ - Zgl$$

ergibt. Mit der geografischen Breite  $\varphi'$  des Ortes und dem Stundenwinkel

$$\omega = (12.00\text{h} - WOZ) \cdot 15^\circ/\text{h}$$

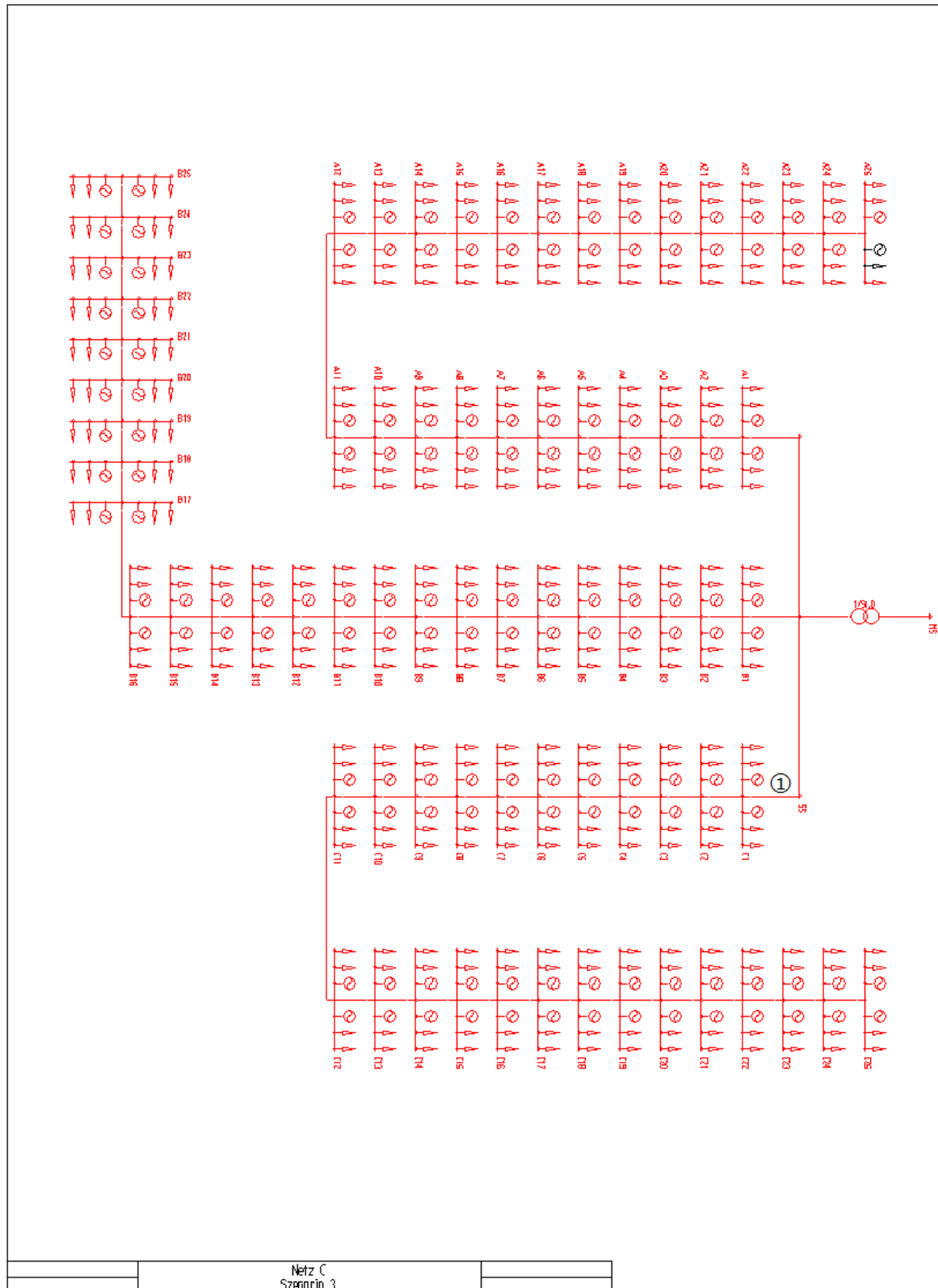
lassen sich nun Sonnenhöhe  $\gamma_s$  und Sonnenazimut  $\alpha_E$  berechnen

$$\gamma_s = \arcsin(\cos \omega \cdot \cos \varphi' \cdot \cos \delta + \sin \varphi' \cdot \sin \delta)$$

$$\alpha_s = \begin{cases} 180^\circ - \arccos\left(\frac{\sin \gamma_s \cdot \sin \varphi' - \sin \delta}{\cos \gamma_s \cdot \cos \varphi'}\right) & \text{bei } WOZ \leq 12.00\text{h} \\ 180^\circ + \arccos\left(\frac{\sin \gamma_s \cdot \sin \varphi' - \sin \delta}{\cos \gamma_s \cdot \cos \varphi'}\right) & \text{bei } WOZ > 12.00\text{h} \end{cases}$$

## Anhang 3:

### Netzaufbau des Netzes C für Szenario 3 in ELEKTRA



## Anhang 4:

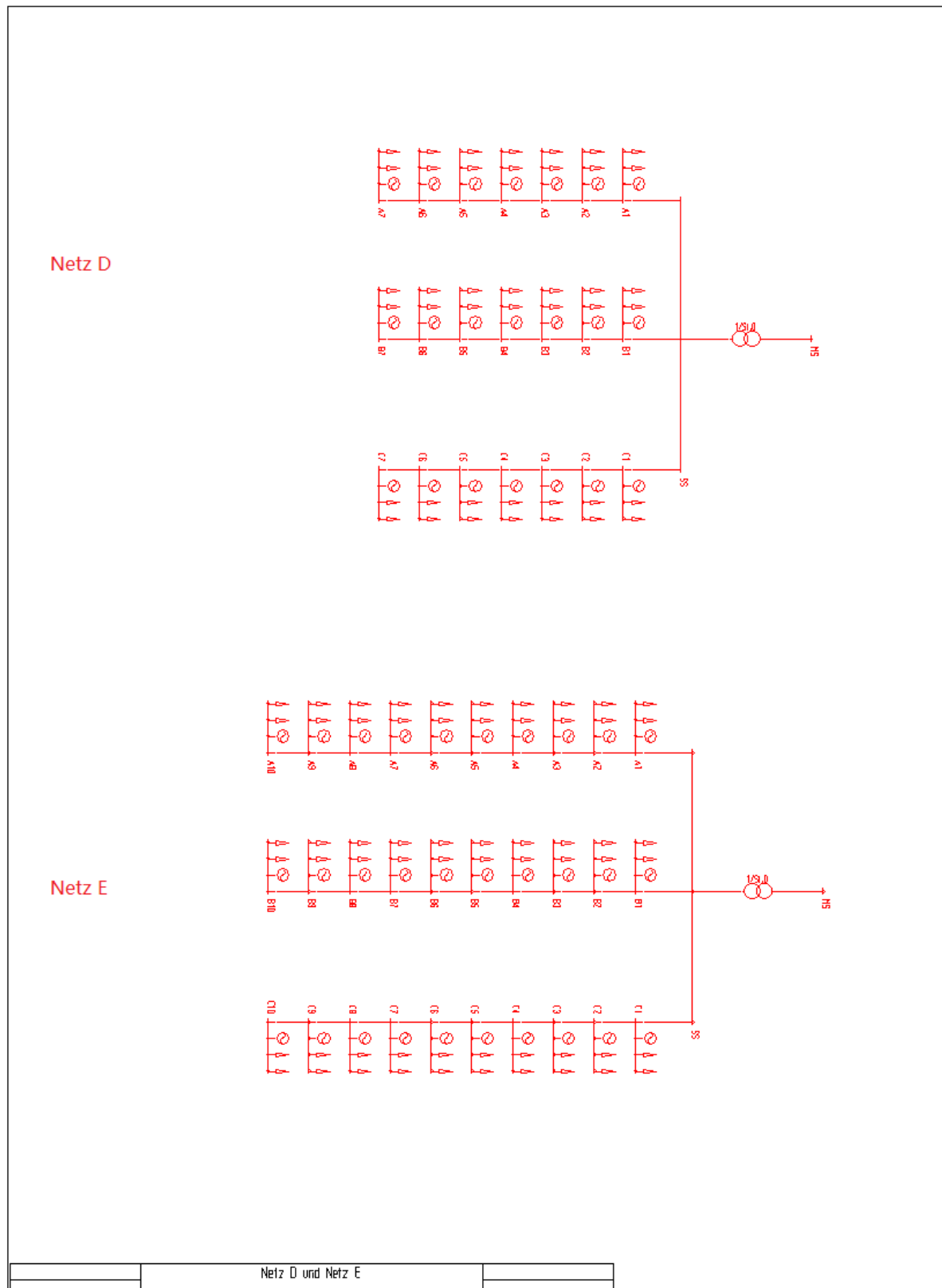
### Netzparameter für Netz B, Netz C, Netz D und Netz E

	Ein- und Zweifamilienhaussiedlung			Mehrfamilienhaussiedlung	
	Netz A	Netz B	Netz C	Netz D	Netz E
Transformator	$S_{rT} = 630 \text{ kVA}$ $S_{zul} / S_{rT} = 120\%$ $U_{rOS}/U_{rUS} = 20 \text{ kV}/0,4 \text{ kV}$ $u_k = 6\%$ $P_{ku} = 9 \text{ kW}$				
Kabel	NAYY $4 \times 150 \text{ mm}^2$ $R = 0,206 \text{ } \Omega/\text{km}$ $X = 0,0785 \text{ } \Omega/\text{km}$ $C = 0,4 \text{ } \mu\text{F}/\text{km}^*$	N2X2Y $4 \times 150 \text{ mm}^2$ $R = 0,125 \text{ } \Omega/\text{km}$ $X = 0,0785 \text{ } \Omega/\text{km}$ $C = 0,4 \text{ } \mu\text{F}/\text{km}^*$	NAYY $4 \times 150 \text{ mm}^2$ $R = 0,206 \text{ } \Omega/\text{km}$ $X = 0,0785 \text{ } \Omega/\text{km}$ $C = 0,4 \text{ } \mu\text{F}/\text{km}^*$	NAYY $4 \times 185 \text{ mm}^2$ $R = 0,164 \text{ } \Omega/\text{km}$ $X = 0,0785 \text{ } \Omega/\text{km}$ $C = 0,4 \text{ } \mu\text{F}/\text{km}^*$	NAYY $4 \times 150 \text{ mm}^2$ $R = 0,206 \text{ } \Omega/\text{km}$ $X = 0,0785 \text{ } \Omega/\text{km}$ $C = 0,4 \text{ } \mu\text{F}/\text{km}^*$
Wohneinheit je Hausanschluss	1	1	2	10	6
Anzahl der Netzstränge	3	3	3	3	3
Anzahl der Wohneinheiten	150	150	150	210	180
Abstand benachbarter Hausanschlüsse	15 m	15 m	20 m	12 m	15 m
Kabellänge	750 m	750 m	500 m	84 m	150 m
Leistungsfaktor der Photovoltaikanlage	$\cos\varphi = 0,9$ $\cos\varphi = 0,95$ $\cos\varphi = 1,0$	$\cos\varphi = 0,9$ $\cos\varphi = 0,95$ $\cos\varphi = 1,0$	$\cos\varphi = 0,9$ $\cos\varphi = 0,95$ $\cos\varphi = 1,0$	$\cos\varphi = 1,0$	$\cos\varphi = 1,0$
Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge	ungesteuert nach der letzten Fahrt				
Dachneigung	$\gamma_E = 35^\circ$				
Dachausrichtung	$\gamma = 20^\circ$ (Südwest)				
*Bemerkung: Nach [9.1] liegen die Kapazitäten der Niederspannungskabel vom Typ NAYY bei ca. 0,4 μF/km.					



## Anhang 5:

### Netzaufbau von Netz D und Netz E in ELEKTRA



## 10. Verzeichnis der verwendeten Formelzeichen

$A$	Albedo-Wert
$A_{GRF}$	Grundstückfläche (projizierte Fläche der Gebäude)
$A_{PV}$	Photovoltaikmodulfläche
$A_{PV,F}$	Photovoltaikmodulfläche auf den Flachdächern
$A_{PV,G}$	Photovoltaikmodulfläche auf den geneigten Dächern
BHKW	Blockheizkraftwerk
$F_t$	Dynamisierungsfaktor für die Tagesnummer $t$
$f_1, f_1$	Umrechnungsfaktoren für abweichende Betriebsbedingungen
$G_{hor}$	Globalstrahlung auf die horizontale Fläche
$G_{gen}$	Globalstrahlung auf die geneigte Fläche
$G_{dir, hor}$	direkte Strahlung auf die horizontale Fläche
$G_{diff, hor}$	diffuse Strahlung auf die horizontale Fläche
$G_{dir, gen}$	direkte Strahlung auf die geneigte Fläche
$G_{diff, gen}$	diffuse Strahlung auf die geneigte Fläche
$G_{refl, gen}$	Bodenreflexion der Strahlung
$I_r$	Bemessungsstrom einer Leitung
$I_{zul}$	zulässige Dauerstrombelastbarkeit
$J'$	Verhältnis zwischen Tagesnummer und Zahl der Tage im Jahr multipliziert $360^\circ$
KP	Knotenpunkt
$m$	Belastungsgrad der Leistungen
MEZ	mitteleuropäische Zeit
MOZ	mittlere Ortszeit
$P_E$	Summeneinspeiseleistung aller Photovoltaikanlagen
$P_{F, inst}$	installierbare Photovoltaikleistung auf Flachdächern
$P_{G, inst}$	installierbare Photovoltaikleistung auf geneigten Dächern
$P_{hh:mm}$	Viertelstundenleistung nach dem Standardlastprofil zum Zeitpunkt hh:mm
$P_t$	dynamisierte Viertelstundenleistung

$P_V$	Verluste
$P_{V, \text{Netz}}$	Netzverluste
$P_{V, \text{Trafo}}$	Transformatorverluste
$P_{V, \text{insgesamt}}$	Gesamtverluste
PR	Performance Ratio einer Photovoltaikanlage
PV	Photovoltaik
$S_b$	Betriebsleistung im Netz (Scheinleistung)
$S_{\text{zul}}$	zulässige übertragbare Scheinleistung von Leitungen
$U_{rT}$	Transformatorbemessungsspannung
$\Delta u$	Spannungsänderung
WOZ	wahre Ortszeit
$W_t$	Energieverbrauch für den Tag t
X	Reaktanz
Zgl	Zeitgleichung
$\alpha_s$	Sonnenazimut
$\alpha_E$	Azimutwinkel des Photovoltaikmoduls
$\gamma$	Dachausrichtung
$\gamma_E$	Neigung der Dachfläche oder der Modulfläche
$\gamma_s$	Sonnenhöhenwinkel
$\eta$	Wirkungsgrad des Photovoltaikmoduls
$\theta_{\text{gen}}$	Einfallswinkel auf die geneigte Ebene
$\delta$	Sonnendeklination
$\lambda'$	Längengrad
$\varphi'$	Breitengrad
$\omega$	Stundenwinkel des Sonnenverlaufs

## 11. Literaturverzeichnis

- [1.1] Intergovernmental Panel on Climate Change:  
Klimaänderung 2007: Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger,  
Bern/Wien/Berlin, September 2007
  
- [1.2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU):  
Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in  
Deutschland: Leitszenario 2009,  
Berlin, August 2009
  
- [1.3] Bundesministerium der Justiz:  
Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG)  
Berlin, Oktober 2009
  
- [1.4] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi):  
Energiedaten - Nationale und internationale Entwicklung,  
Berlin, Januar 2011
  
- [1.5] Schröder, G.; Pohl, R.; Scheuermann, A.; Schiffler, A.; Weber, A.:  
Jahresprognose 2011 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen  
Kraftwerken,  
Leipzig, 2010
  
- [1.6] Bundesregierung:  
Sachstand und Eckpunkte zum nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität,  
Berlin, November 2008
  
- [1.7] Engel, T.:  
Plug-in Hybrids,  
Verlag Dr. Hut, München, 2007
  
- [1.8] Kohler, U.; Kumpers, J.:  
Hochleistungsbatterie für neue Fahrzeuganwendung,  
Hannover

- [1.9] Scheffler, J.:  
Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer  
Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten,  
Dissertation, TU Chemnitz, November 2002
- [1.10] Kerber, G.; Witzmann, R.:  
Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das  
Niederspannungsnetz,  
TU München, Mai 2009
- [1.11] Cobben, S.; Gaiddon, B.; Laukamp, H.:  
Impact of Photovoltaic Generation on Power Quality in Urban Areas with High PV  
Population,  
Projekt PV-UPSCALE, Continuum / Hespul / Fraunhofer ISE, Juli 2008
- [1.12] Bodach, M.:  
Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender  
Energiequellen,  
Dissertation, TU Chemnitz, November 2006
- [1.13] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG):  
Elektrofahrzeuge – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf,  
Frankfurt am Main, April 2010
- [2.1] Europäische Kommission:  
Nachhaltige Stadtentwicklung in der Europäischen Union: Ein Aktionsrahmen,  
Mitteilung der Kommission an den Rat, das Europäische Parlament, den Wirtschafts-  
und Sozialausschuß und den Ausschuß der Regionen
- [2.2] Stadtverwaltung Cottbus:  
Topographische Stadtkarte
- [2.3] Schierloh, S.:  
Analyse zur Zukunftsfähigkeit von erneuerbaren Energien in Deutschland,  
GRIN Verlag, Norderstedt, 2010

- [2.4] Europäische Kommission:  
PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System),  
URL: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [2.5] Antony, F.:  
Photovoltaik für Profis,  
Solarpraxis AG, Berlin, 2009
- [2.6] Konrad, F.:  
Planung von Photovoltaikanlagen – Grundlagen und Projektierung,  
Vieweg Teubner, Wiesbaden 2008
- [2.7] Radig, W.:  
Die Siedlungstypen in Deutschland,  
Henschelverlag, Berlin, 1955
- [2.8] Bochanky, L.:  
Planung öffentlicher Elektroenergieverteilungsnetze  
Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig, 1985
- [2.9] Lehrstuhl angewandte Physik / Thermodynamik, BTU Cottbus:  
Globalstrahlung 2008
- [2.10] Quaschnig, V.:  
Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für  
das 21. Jahrhundert,  
VDI Verlag, Berlin, 2000
- [2.11] Quaschnig, V.:  
Regenerative Energiesysteme,  
Hanser Verlag, München, 2009
- [3.1] Hoffmann, P.:  
Hybridfahrzeuge – Ein alternatives Antriebskonzept für die Zukunft,  
Springer WienNewYork, Wien, Februar 2010

- [3.2] Acatech:  
Wie Deutschland zum Leitanbieter für Elektromobilität werden kann,  
Springer – Verlag Berlin, Heidelberg, 2010
- [3.3] Wallentowitz, H.; Freialdenhoven, A.; Olschowski, I.:  
Strategien zur Elektrifizierung des Antriebsstranges,  
Vieweg + Teubner, Wiesbaden, 2010
- [3.4] Kortlüke, N.; Pieprzyk, B.:  
Klimafreundliche Elektromobilität: Finanzielle Hürden zur Markteinführung bis 2020,  
Studie, Bielefeld, Mai 2010
- [3.5] Sauer, D.U.:  
Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit  
regenerativer Stromerzeugung,  
In Solarzeitalter, April 2006
- [3.6] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG):  
Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer  
Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf,  
Frankfurt am Main, 2009
- [3.7] Brückmann, P.:  
Autonome Stromversorgung – Auslegung und Praxis von Stromversorgungsanlagen  
mit Batteriespeicher,  
Ökobuch Verlag, Freiberg, 2007
- [3.8] Farman, A.:  
Erstellen eines messtechnisch gestützten Modells zur Berechnung der  
kalendarischen Alterung von LiFePO<sub>4</sub>-Batterien,  
GRIN Verlag, Norderstedt, 2010
- [3.9] FreedomCAR and Fuel Partnership:  
Electrical and Electronics Technical Team Roadmap  
Dezember 2010

- [3.10] Synwoldt, C.:  
Mehr als Sonne, Wind und Wasser: Energie für eine neue Ära,  
WILEY-VCH Verlag, Weinheim, 2008
- [3.11] Schreiner, K.:  
Berechnungen am Verbrennungsmotor,  
Vieweg + Teubner, Wiesbaden, 2011
- [3.12] Pudenz, K.:  
Siemens: Halbierte Ladezeit für Elektroautos mit neuer Ladesäule,  
ATZ online, URL: <http://www.atzonline.de>, April 2011
- [3.13] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE):  
Modellregion Elektromobilität München - Szenarien für das Potenzial an Elektro-  
fahrzeugen im Münchner Individualverkehr bis 2030  
Bricht, München, 2010
- [3.14] Handa K., Yoshida H.:  
Development of Next-Generation Electric Vehicle "i-MiEV",  
Mitsubishi Motors, 2007
- [3.15] Nissan:  
URL: <http://www.nissan-zeroemission.com>
- [3.14] Hanselka, H.; Jöckel, M.:  
Elektromobilität – Elemente, Herausforderungen, Potenziale,  
Springer, 2010
- [3.15] Con Energy:  
Elektromobilität – ein Geschäftsfeld der Zukunft,  
Studie, April 2009
- [3.16] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi):  
Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie,  
Abschlussbericht, August 2009



- [3.17] ADAC:  
Mobilität in Deutschland,  
ADAC e.V., München, 2010
- [4.1] VDEW:  
Planung und Betrieb städtischer Niederspannungsnetze,  
VDEW-Verlag, Frankfurt am Main, 1984
- [4.2] Feldmann, J.:  
Planungsgrundsätze für Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung von  
Versorgungsqualität und Kosten,  
Klinkenberg Verlag, Aachen, 2010
- [4.3] Crastan, V.:  
Elektrische Energieversorgung 1,  
Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007
- [4.4] Clemens, H., Rothe, K.:  
Schutztechnik in Elektroenergiesystemen  
Verlag Technik GmbH, Berlin, 1991
- [4.5] Pläßmann, W.; Schulz, D.:  
Handbuch Elektrotechnik,  
Vieweg Teubner Verlag, Wiesbaden, 2009
- [4.6] Kerber, G.; Witzmann, R.:  
Statistische Analyse von NS-Verteilnetzen und Modellierung von Referenznetzen  
TUM, München, 2008
- [4.7] Kowalsky, H.:  
Planung und Bau von Niederspannungsnetzen,  
VWEW-Verlag, Frankfurt am Main, 1991
- [4.8] VDEW:  
Anwendung der repräsentativen VDEW-Lastprofile step by step,  
VDEW-Verlag, 2000

- [4.9] Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit:  
Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel,  
Dienstleistungen (GHD),  
Karlsruhe, Berlin, Nürnberg, Leipzig, München, April 2004
  
- [4.10] Stadtwerke Cottbus:  
Standardlastprofil
  
- [4.11] Schraven, S.:  
Techno-ökonomische Bewertung induktiver Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge,  
Diplomarbeit an der Universität Flensburg, 2010
  
- [4.12] RWE:  
URL: [www.rwe-mobility.com](http://www.rwe-mobility.com)
  
- [4.13] Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW):  
Mobilität in Deutschland,  
Tabellenband, Berlin, Juli 2003
  
- [4.14] Brauner, G.:  
Infrastrukturen der Elektromobilität,  
Springer Verlag, Wien, 2008
  
- [4.15] Stadtverwaltung Cottbus:  
Zugelassene Anzahl der Fahrzeuge in Cottbus
  
- [4.16] Hadamovsky, H. F.; Jonas, D.:  
Solarstrom, Solarthermie,  
Vogel Buchverlag, Würzburg, 2004
  
- [4.17] VDE:  
Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz–Technische Mindestanforderungen für  
Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,  
Entwurf, 2010

- [4.18] Basse, H.:  
Spannungshaltung in Verteilnetzen bei Stützung durch dezentrale Erzeugungsanlagen mit lokaler Blindleistungsregelung,  
Diplomarbeit, Universität Karlsruhe, August 2008
- [5.1] VDEW:  
Richtlinie zum Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,  
VDEW-Verlag, 2001
- [5.2] DIN EN 50160:  
Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen,  
März, 2000
- [5.3] Witzmann, R.; Kerber, G.:  
Aufnahmefähigkeit vorhandener Verteilernetze für die dezentrale Energieerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen,  
Zwischenbericht, Juni 2007
- [5.4] Heinhold, L.; Stubbe, R.:  
Kabel und Leitungen für Starkstrom,  
Publicis MCD Verlag, Erlangen 1999
- [5.5] Knies, W.; Schierach, K.:  
Elektrische Anlagentechnik,  
Hanser Verlag München Wien, Neuwied, 2006
- [5.6] Daniel, S.:  
Handhabung der Netzberechnungssoftware Elektra zum Aufbau von Netzgrafiken,  
Praktikumsbericht, Dresden, Februar 2011
- [7.1] Steinberger-Willms, R.:  
Untersuchung der Fluktuationen der Leistungsabgabe von räumlich ausgedehnten Wind- und Solarenergie-Konvertersystemen in Hinblick auf deren Einbindung in elektrische Versorgungsnetze,  
Verlag Shaker, Aachen, 1993

- [7.2] Sierig, J.:  
Photovoltaik und Energiespeicher in elektrischen Energieversorgungssystemen,  
Dissertation, Aachen, 1993
- [7.3] Haake, M.:  
Untersuchungen zur Kopplung von Speichersystemen mit leistungsstarken  
Photovoltaik-Großanlagen für deren verbesserte Netzintegration,  
Diplomarbeit, BTU Cottbus, 2009
- [9.1] Heuck K., Dettmann. K. D., Schulz. D.:  
Elektrische Energieversorgung,  
Vieweg+Teubner Verlag | Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, Wiesbaden,  
2010